



**IIT**  
**INSTITUTO DE**  
**INVESTIGACIÓN**  
**TECNOLÓGICA**

Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)  
Instituto de Investigación Tecnológica

# El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas

Versión Final

**Autores:** Pedro Linares, Pablo Rodilla, Tomás Gómez, Michel Rivier, Pablo Frías, José Pablo Chaves, Álvaro Sánchez, Timo Gerres, Rafael Cossent, Luis Olmos, Andrés Ramos, Luis Rouco, Francisco Martín

Diciembre de 2018

---

Instituto de Investigación Tecnológica,  
Universidad Pontificia Comillas,  
Calle Santa Cruz de Marcenado 26, 28015 Madrid, España  
+34 91 542 2800

### **Titularidad y responsabilidad**

Este trabajo ha sido financiado parcialmente por Iberdrola. En cualquier caso, el derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo.

Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores, ni a Iberdrola.

Por tanto, cualquier cita o referencia que se haga de este documento deberá siempre mencionar explícitamente el nombre de los autores, y en ningún caso mencionará exclusivamente a la Universidad.

## Contenidos

<b>1. El papel del sector eléctrico en los escenarios energéticos futuros.....</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Panorama global</i> .....	1
1.2 <i>Contexto europeo y español</i> .....	3
1.3 <i>Referencias</i> .....	6
<b>2. Tecnologías de generación y de almacenamiento.....</b>	<b>7</b>
2.1 <i>¿Cómo contribuye cada tecnología al cumplimiento de los requisitos del sistema eléctrico del futuro?</i> 7	
2.1.1 Sostenibilidad medioambiental: descarbonización, otras emisiones y residuos. ...	8
2.1.2 Sostenibilidad económica: asequibilidad e industrialización autóctona. ....	10
2.1.3 Garantía de suministro: dependencia energética, disponibilidad y gestionabilidad del recurso primario y flexibilidad. ....	13
2.2 <i>¿Qué configuración o mix tecnológico se espera en el futuro sistema eléctrico?</i> .....	17
2.3 <i>Referencias</i> .....	19
<b>3. La demanda eléctrica .....</b>	<b>21</b>
3.1 <i>El transporte</i> .....	21
3.1.1 Los retos tecnológicos y de infraestructura.....	22
3.1.2 El proceso transitorio.....	24
3.2 <i>Edificios comerciales y residenciales</i> .....	25
3.2.1 El papel de los edificios en la descarbonización. Regulación europea. ....	25
3.2.2 Desarrollos tecnológicos .....	25
3.2.3 Modelos de negocio .....	28
3.3 <i>El sector industrial</i> .....	30
3.4 <i>Referencias</i> .....	33
<b>4. Las redes eléctricas y su evolución .....</b>	<b>35</b>
4.1 <i>Las redes de distribución han de convertirse en redes inteligentes</i> .....	35
4.2 <i>La red de transporte y el rol de las interconexiones</i> .....	39
4.3 <i>Referencias</i> .....	44
<b>5. Retos técnicos y soluciones para la operación de un sistema eléctrico con alta penetración renovable.....</b>	<b>47</b>
5.1 <i>Necesidad de producción de respaldo</i> .....	50
5.2 <i>Necesidad de reservas y flexibilidad</i> .....	51
5.3 <i>Seguridad de muy corto plazo</i> .....	52
5.3.1 Retos de la presencia masiva de generación renovable.....	53
5.3.2 Soluciones a la presencia masiva de generación renovable .....	56
5.3.3 Conclusiones .....	58
5.4 <i>Referencias</i> .....	59
<b>6. El diseño de mercado para un sistema eléctrico con muy alta penetración de energías renovables .....</b>	<b>61</b>
6.1 <i>Introducción</i> .....	61
6.2 <i>Mecanismos de largo plazo: las señales para la inversión</i> .....	61
6.2.1 Mecanismos de capacidad.....	64
6.2.2 Mecanismo de desarrollo de la renovable y de las tecnologías emergentes .....	69
6.3 <i>La necesidad de rediseñar los mercados de corto y muy corto plazo</i> .....	71
6.3.1 Mercados de corto plazo.....	71
6.3.2 Mercados de reservas y tiempo real.....	72

6.4	<i>Referencias</i> .....	73
<b>7.</b>	<b>Costes del sistema eléctrico y su asignación a precios y cargos</b> .....	<b>75</b>
7.1	<i>Costes del sistema, políticas energéticas y medioambientales y reforma fiscal</i> .....	76
7.2	<i>Estructura tarifaria</i> .....	77
7.3	<i>Precios de mercado y granularidad temporal y geográfica</i> .....	79
7.4	<i>Costes de redes</i> .....	79
7.5	<i>Otros costes de políticas energéticas y la metodología de tarifas</i> .....	81
7.6	<i>Roles de los operadores de redes TSOs y DSOs y coordinación entre ellos</i> .....	81
7.7	<i>Referencias</i> .....	82
<b>8.</b>	<b>Roadmap para la transición hacia un sistema eléctrico con alta penetración renovable</b> .....	<b>85</b>
8.1	<i>Hacia un mix altamente descarbonizado en 2030</i> .....	85
8.2	<i>Una transición justa, con participación social y con una gobernanza sólida</i> .....	90
8.2.1	Transición justa .....	90
8.2.2	Participación ciudadana .....	91
8.2.3	Gobernanza estable y transparente .....	91
8.3	<i>Referencias</i> .....	92

# 1. El papel del sector eléctrico en los escenarios energéticos futuros

El sector energético del futuro será muy distinto al que conocemos en la actualidad, fundamentalmente debido a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a la de eliminar la contaminación atmosférica. Aunque estos objetivos son prioritarios, ambos se tienen que lograr al menor coste posible, y a la vez que se mantiene un adecuado nivel de calidad y seguridad de suministro en el sistema.

## 1.1 Panorama global

Las emisiones de gases de efecto invernadero, de las que es responsable el sector energético en gran medida<sup>1</sup> (entre un 65 y un 70% a nivel global), están causando ya, y seguirán causando en las próximas décadas, un cambio significativo en el clima global, tal como establece claramente el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) en sus informes<sup>2</sup>. Este cambio del clima tendrá importantes consecuencias en nuestras economías y sociedades, afectando más directamente a algunos países que a otros. Entre los países más perjudicados, habrá que prestar atención a aquellos con menores recursos para adaptarse a dichos cambios, puesto que en ellos las consecuencias pueden ser más severas. En cualquier caso, e independientemente de la necesidad de adaptación, la respuesta principal a este reto reside en una reducción muy significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero, algo que pasa fundamentalmente por la mejora de la eficiencia energética, el abandono de los combustibles fósiles y su sustitución por energías limpias. Así lo indica por ejemplo la Agencia Internacional de la Energía en (IEA, 2017), en el que se comparan distintas sendas de reducción de emisiones compatibles con distintos objetivos climáticos.

---

<sup>1</sup> Las principales emisiones de gases de efecto invernadero son las de CO<sub>2</sub> y metano, que surgen como consecuencia del uso de combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo).

<sup>2</sup> <http://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>

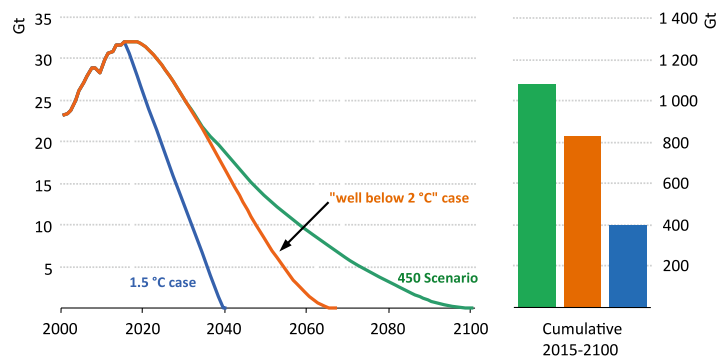


Figura 1-1. Sendas de reducción de emisiones del sector energético para alcanzar los objetivos climáticos. Fuente: (IEA, 2017)

Por otra parte, la contaminación atmosférica, causada fundamentalmente por dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas emitidas en los procesos de combustión (especialmente de combustibles fósiles), es en la actualidad, de acuerdo con el Banco Mundial,<sup>3</sup> la cuarta mayor causa de mortalidad en el mundo, afectando principalmente a las ciudades y a los hogares que aún no disponen de fuentes modernas de energía. La Organización Mundial de la Salud también ha puesto el foco desde hace años sobre la gravedad de este asunto<sup>4</sup>. Su solución, al menos en los centros urbanos, pasa necesariamente por eliminar el uso de los combustibles fósiles.

Dar respuesta a estos dos retos requerirá, tal como nos indican los principales escenarios energéticos globales, mejorar sustancialmente la eficiencia energética y reducir en gran medida la utilización del carbón y del petróleo, y posteriormente del gas natural, hasta llegar a eliminarlos casi totalmente del mix energético.

Así, por ejemplo, la Agencia Internacional de la Energía ha planteado en su último World Energy Outlook<sup>5</sup> el escenario Sustainable Development. La siguiente figura muestra cómo se configuraría el mix energético primario global, en el que puede observarse cómo la cuota de combustibles fósiles en 2040 se reduciría significativamente con respecto a la situación tendencial prevista.

<sup>3</sup> (World Bank, 2016).

<sup>4</sup> (WHO, 2017).

<sup>5</sup> (IEA, 2017).

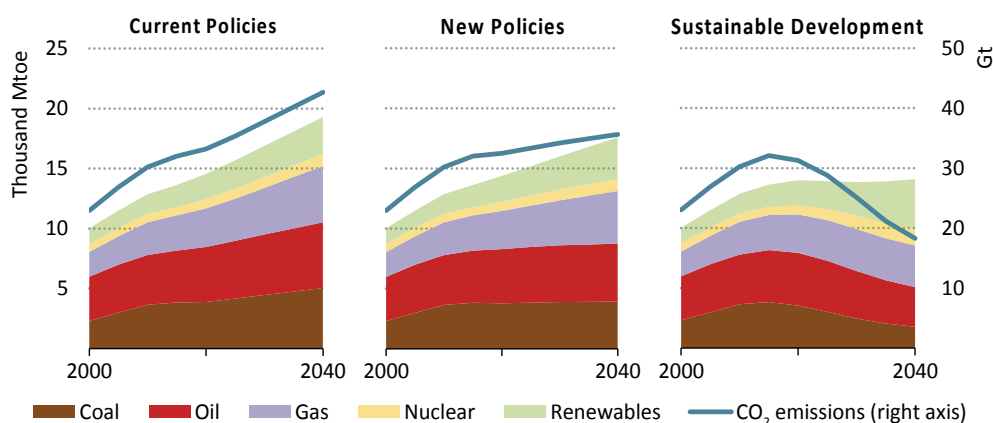


Figura 1-2 Demanda de energía primaria global para diferentes escenarios según (IEA, 2017)

Esto se lograría fundamentalmente gracias a un aumento de las energías renovables, y también del ahorro energético y la electrificación. La participación del vector eléctrico en el consumo final de energía, actualmente situada en un 19%, aumentará hasta el 27% en 2040 en el escenario Sustainable Development (o hasta el 23% en el New Policies). Así, la IEA prevé que la demanda eléctrica aumente un 1.7% anual hasta 2040 (un 85% de ella en países en desarrollo). La mayor parte de este aumento será suministrado por la energía eólica y el gas, así como por la fotovoltaica. Según la Agencia, la energía eólica será la principal fuente de suministro eléctrico en Europa en 2030.

Por otra parte, esto implicaría una reducción significativa de las inversiones en combustibles fósiles, y un aumento de la inversión (hasta 30 billones de dólares acumulados hasta 2040) en el sector eléctrico, y en eficiencia en edificios y transporte. El sector eléctrico concentraría el 60% de las inversiones en oferta energética global (unos 24 billones de dólares acumulados hasta 2040). También es llamativa la necesidad de invertir en redes de transporte y distribución de electricidad (unos 8 billones de dólares a nivel global).

Este mensaje de la Agencia Internacional de la Energía es similar al que plantean otros escenarios globales, como los de Shell o, sobre todo, BP Outlook, cuando establecen objetivos de descarbonización compatibles con el Acuerdo de París.

## 1.2 Contexto europeo y español

En Europa, y dentro de ella España, este proceso deberá ser mucho más rápido, como corresponde tanto a su nivel tecnológico y de desarrollo, como a la responsabilidad y el liderazgo que debe mostrar la región. Así, el objetivo europeo para 2050 se ha establecido en una reducción de entre el 80 y el 95% de las emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto a las de 1990<sup>6</sup>; e incluso se comienza

<sup>6</sup> Los cumplimientos de los objetivos del Acuerdo de París requerirían situarse en el rango superior de este intervalo, algo que de hecho se ha confirmado en la Estrategia Europea presentada en noviembre de 2018.

a hablar de una economía neutra en carbono para esa misma fecha. En la práctica, y debido a la complejidad de eliminar totalmente las emisiones en otros sectores como la agricultura o la industria, esto supone una descarbonización casi total del sector energético.

Para poder lograr esta descarbonización casi completa, todos los escenarios y análisis realizados indican que el sector eléctrico deberá ser el primero en eliminar los combustibles fósiles de su matriz de producción. Esto se debe, por un lado, a la factibilidad y competitividad de emplear energías renovables para la producción eléctrica y, por otro lado, a poder contribuir a la descarbonización del transporte y la climatización de los edificios a un menor coste, mediante la electrificación de los mismos (con tecnologías como las bombas de calor para climatización o los vehículos eléctricos para el transporte).

Los escenarios realizados por Monitor Deloitte para 2050 muestran un sector eléctrico prácticamente libre de emisiones de gases de efecto invernadero (y basado en la energía eólica y la solar fotovoltaica), que debe estar acompañado de una electrificación con alta eficiencia eléctrica para que se puedan cumplir los objetivos de descarbonización (Deloitte, 2016). El incremento previsto de la demanda eléctrica se situaría en un 1,9% anual, mientras que la intensidad energética debería disminuir también un 1,9% anual. La energía eléctrica aportaría, en 2050, entre un 64 y un 70% de la energía final. Gran parte de este aumento vendría de la electrificación de casi todo el transporte (excepto el aéreo, el marítimo y una parte del transporte pesado) y de los edificios.

Por su parte, los escenarios elaborados por Economics for Energy<sup>7</sup> coinciden en la necesidad de disponer de un sistema eléctrico totalmente descarbonizado para poder alcanzar los objetivos de descarbonización planteados por la Unión Europea, como se muestra en la figura siguiente:

---

<sup>7</sup> (Economics for Energy, 2017)



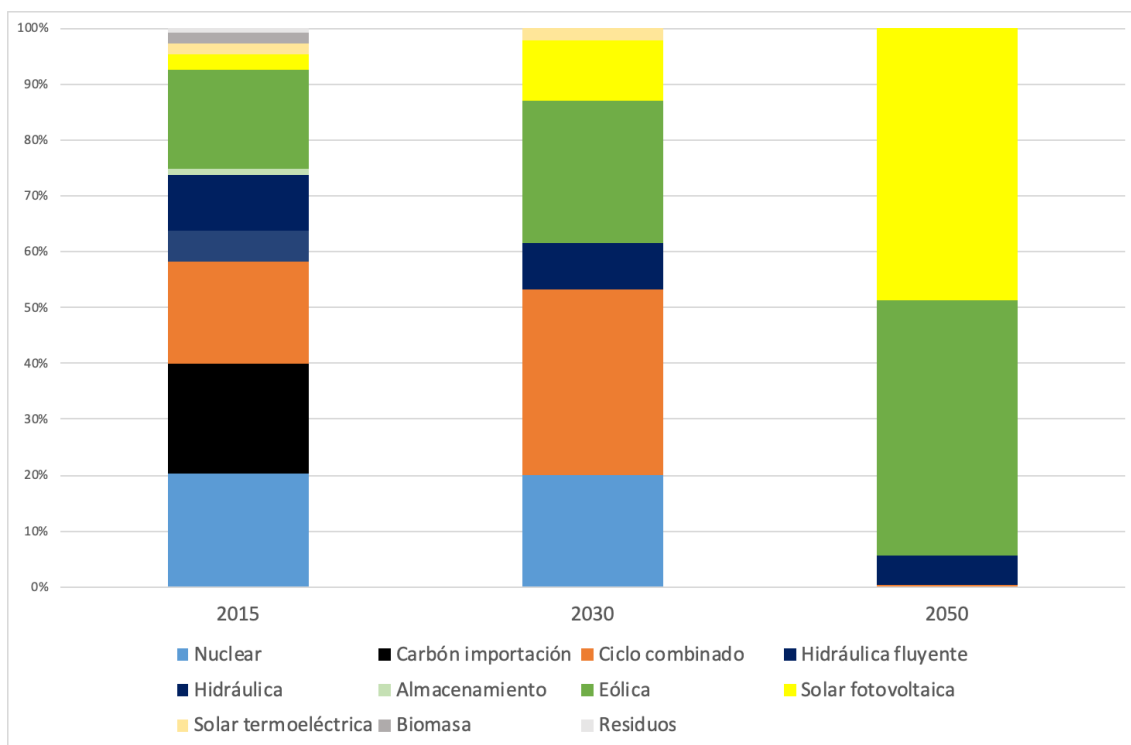


Figura 1-3 Evolución del mix eléctrico español según el estudio (Economics for Energy, 2018)

La cuota de electrificación podría alcanzar el 80% del transporte, el 75% del sector residencial y el 100% del sector terciario, siendo en el sector industrial donde se plantean las mayores incertidumbres. La demanda eléctrica debería crecer, en este escenario de descarbonización, un 90% con respecto a la de 2015.

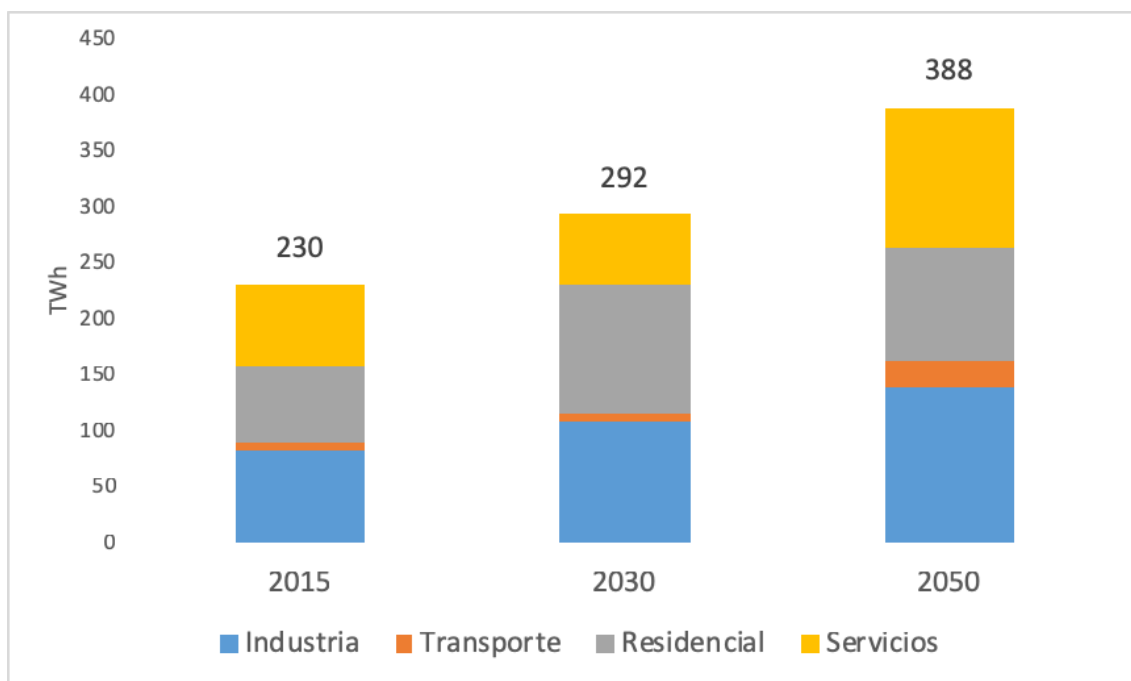


Figura 1-4 Evolución de la demanda eléctrica en España según el estudio (Economics for Energy, 2018)

Como se puede observar, pues, tanto los análisis globales como los realizados para el caso español indican la necesidad de contar con un sector eléctrico prácticamente descarbonizado, y con una participación mucho mayor en el suministro de energía final.

Sin embargo, un sistema eléctrico con estas características, basado casi en su totalidad en fuentes renovables, algunas de ellas variables, presenta importantes retos técnicos, regulatorios y políticos sobre los que conviene reflexionar y plantear soluciones de largo plazo. Este es el objetivo del presente informe

### **1.3 Referencias**

IEA (International Energy Agency), 2017, “World Energy Outlook 2017”.

Deloitte, 2016, “Un modelo energético sostenible para España en 2050. Claves de la descarbonización del modelo energético en España”, disponible en; <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/strategy/articles/la-descarbonizacion-del-modelo-energetico.html>

Economics for Energy, 2017, “Escenarios para el sector energético en España. 2030 - 2050”, disponible en: [https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe\\_2017.pdf](https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe_2017.pdf)

The World Bank and Institute for Health Metrics and Evaluation, 2016. “The cost of air pollution. Strengthening the economic case for action”. IBRD 2016.

World Health Organization (WHO), 2017, “Evolution of WHO air quality guidelines: past, present and future (2017)”, ISBN 978 92 890 5230 6, available at <http://www.euro.who.int/en/health-topics/environment-and-health/air-quality/publications/2017/evolution-of-who-air-quality-guidelines-past,-present-and-future-2017>.

## **2. Tecnologías de generación y de almacenamiento**

Este capítulo analiza brevemente aquellas tecnologías de generación eléctrica y de almacenamiento que, desde la perspectiva de hoy en día, se espera que configuren el sistema eléctrico español a medio y largo plazo, en consonancia con el contexto de alta descarbonización planteado en el capítulo anterior.

Las tecnologías de generación que se analizan en este capítulo son tanto las renovables (solar fotovoltaica (FV), eólica terrestre, hidráulica, termosolar con almacenamiento y biomasa) como las térmicas convencionales (gas, carbón, y nuclear). Por otro lado, las tecnologías de almacenamiento consideradas son la hidráulica con almacenamiento, el bombeo reversible y las baterías. Todas las tecnologías anteriores se encuentran disponibles comercialmente a día de hoy. En el último apartado del capítulo se mencionan otras tecnologías que podrían jugar un papel relevante en el futuro, pero que no se han contemplado en el cuerpo del capítulo por presentar a día de hoy todavía una enorme incertidumbre.

Como se discute más adelante, ninguna de las tecnologías disponibles en las próximas décadas consigue dar respuesta, por sí sola y de forma aislada, a los requisitos medioambientales, técnicos, económicos y de seguridad de suministro que requiere el sistema eléctrico del futuro. Por ello, la configuración que se espera es una combinación apropiada de distintas tecnologías de generación eléctrica y de almacenamiento, que se complementen entre sí, y que en conjunto permitan dar respuesta a todas las exigencias anteriores. Se utiliza usualmente el término “mix de generación del sistema eléctrico” o sencillamente “el mix eléctrico” para precisamente hacer referencia a esta combinación de tecnologías.

El capítulo se organiza como sigue. En una primera sección se explican los requisitos que debe cumplir el sistema eléctrico del futuro, y cómo contribuye cada tecnología (de generación y almacenamiento) a dichos requisitos. Posteriormente, basado en ese análisis, se justifica y discute de forma cualitativa la combinación de tecnologías que podría llegar a configurar el parque generador del sistema eléctrico en el futuro. Finalmente, se hacen algunas consideraciones adicionales que en mayor o en menor medida podrían matizar o modificar dicha visión.

Por simplificar términos, siempre que en este capítulo se use el término genérico “tecnologías” nos estaremos refiriendo exclusivamente a “tecnologías de generación y/o de almacenamiento” que es el objeto propio de este capítulo. Se ha de tener presente que se espera también que las tecnologías propias del consumo, que se abordan en el siguiente capítulo de este informe, tengan un impacto relevante en la configuración global de los sistemas eléctricos.

### **2.1 ¿Cómo contribuye cada tecnología al cumplimiento de los requisitos del sistema eléctrico del futuro?**

**Los requisitos del sistema eléctrico del futuro**

La Comisión Europea, al igual que otras regiones en el mundo, lleva tiempo caracterizando los objetivos que guían su política energética en tres vértices fundamentales: la sostenibilidad medioambiental, la sostenibilidad económica o “asequibilidad” y la seguridad de suministro<sup>8</sup>. Estos requisitos son fielmente trasladables al ámbito de la energía eléctrica. Las distintas tecnologías de generación y almacenamiento tendrán cabida en la futura configuración del sistema eléctrico en la medida en la que contribuyan decisivamente al menos a alguno de estos objetivos, sin comprometer seriamente el resto de ellos. De forma aislada ninguna de las tecnologías permite dar respuesta a los tres requisitos simultáneamente, por lo que en realidad será necesaria una apropiada combinación o “mix” de distintas tecnologías.

Esta sección explica y desglosa de forma sencilla, los atributos que deben presentar las tecnologías para lograr los tres objetivos mencionados, y también analiza brevemente cómo contribuye cada tecnología al cumplimiento de dichos requisitos.

### **2.1.1 Sostenibilidad medioambiental: descarbonización, otras emisiones y residuos.**

#### **Las emisiones de CO<sub>2</sub>**

Sólo las tecnologías que contribuyan decisivamente a la descarbonización, o al menos no la comprometan, tendrán cabida en el sistema eléctrico del futuro<sup>9</sup>. En este sentido, son la solar fotovoltaica, la eólica, la hidráulica y la nuclear las tecnologías que no emiten CO<sub>2</sub>. La biomasa, aunque emite CO<sub>2</sub> al producir electricidad, es también neutra en emisiones de CO<sub>2</sub> (al haberse absorbido durante el periodo de cultivo de la biomasa el CO<sub>2</sub> que luego se emite), aunque requiere un proceso costoso y complicado de recolección y transporte de la biomasa no exento a su vez de emisiones de CO<sub>2</sub> relativamente significativas. La termosolar con almacenamiento presenta ligeras emisiones de CO<sub>2</sub> al necesitar quemar gas para completar el proceso.

Por otro lado, las centrales térmicas contribuyen de forma más relevante a las emisiones y por tanto su participación en el sistema del futuro tendrá que irse reduciendo progresivamente. En el caso de las centrales de gas, las emisiones son apreciables (siendo más elevadas en las centrales de turbina de gas que en los ciclos combinados), pero es en el caso de las centrales de carbón donde estas cantidades emitidas son más importantes. La Figura 2-1 muestra valores indicativos

---

<sup>8</sup> Uno de los documentos más recientes en los que se mencionan dichos vértices de la política energética de la Unión es el paquete conocido como “Clean Energy For All Europeans” (COM(2016) 0860).

<sup>9</sup> Las apreciaciones que se realizan sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> de cada una de las tecnologías se refieren al estricto proceso de producción de electricidad a partir del recurso primario. Sin embargo, siendo más estrictos, sería necesario considerar las emisiones producidas durante el ciclo completo de vida, desde la extracción necesaria de los materiales para fabricar los equipos, el transporte de los mismos, el proceso de fabricación y el reciclado posterior. Por ejemplo, si bien la tecnología solar FV no emite CO<sub>2</sub> al producir electricidad, no podría considerarse una tecnología totalmente neutra de CO<sub>2</sub> si se considera el ciclo completo.

de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas, por MWh eléctrico producido, para estas tres últimas tecnologías térmicas.

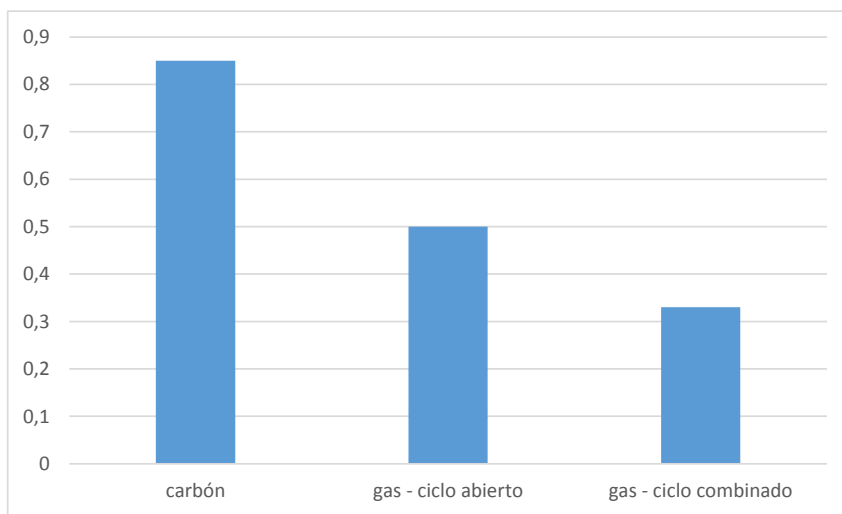


Figura 2-1.- Intensidad de emisiones de CO<sub>2</sub> por tecnologías (t/MWh)

La hidráulica con almacenamiento no emite CO<sub>2</sub>. Tampoco emiten de forma directa el bombeo ni las baterías, aunque en estos dos últimos casos el consumo adicional asociado a la capacidad de producción posterior, puede conllevar el aumento de la producción de centrales que emitan CO<sub>2</sub>.

### Otras emisiones y residuos

También contribuyen a definir la sostenibilidad medioambiental otros atributos como la contaminación atmosférica, principalmente emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> o de partículas en suspensión, o la generación de residuos contaminantes o peligrosos para la salud como por ejemplo es el caso de los residuos nucleares<sup>10</sup>.

La tecnología solar fotovoltaica, la eólica y la hidráulica no emiten ni contaminantes atmosféricos ni residuos. La nuclear no emite contaminantes atmosféricos pero sí residuos radioactivos, y la biomasa emite contaminantes atmosféricos. La termosolar con almacenamiento presenta ligeras emisiones de contaminantes atmosféricos como el NO<sub>x</sub> al necesitar quemar algo de gas para completar el proceso.

Por otro lado, las centrales térmicas de gas emiten contaminantes atmosféricos como el NO<sub>x</sub> en cantidades apreciables. Las centrales térmicas de carbón también emiten contaminantes como el NO<sub>x</sub> y el SO<sub>2</sub> en cantidades importantes así como partículas en suspensión.

<sup>10</sup> Los residuos nucleares están sometidos a un control y tratamiento exhaustivos que mitigan de forma radical su peligrosidad. Sin embargo el hecho que su ciclo de vida radioactiva se mida en miles de años, no deja de representar un potencial problema medioambiental a largo plazo.

Las tecnologías de almacenamiento no emiten de forma directa contaminantes atmosféricos ni residuos (aunque sí en su ciclo de vida).

### **2.1.2 Sostenibilidad económica: asequibilidad e industrialización autóctona.**

El segundo vértice fundamental de la política energética y por ende también un requisito del futuro sistema eléctrico es la eficiencia económica, es decir, que sea lo más asequible posible en términos de costes.

#### **Los costes de las tecnologías de generación y almacenamiento**

El principal atributo que permite “medir” la contribución de cada tecnología a la asequibilidad del sistema es su **coste**. Dado que los aspectos medioambientales (como por ejemplo el coste asociado al CO<sub>2</sub>) ya están agrupados en otro atributo aparte, en este caso nos referimos exclusivamente a los costes de inversión (compra de equipos y construcción de las plantas o instalaciones de generación) que corresponden a un coste de capital, de ahí que suelen denominarse CAPEX (capital expenditure), costes de producción (costes de los combustibles consumidos para producir) y costes de operación y mantenimiento (O&M) para mantener la planta operativa (operaciones de inspección, limpieza, sustitución de piezas, coste de personal asociado a la planta, etc.), que suelen agruparse ambos bajo el concepto genérico de costes de operación o OPEX (operation expenditure).

Existen muy variados estudios de prospectiva tecnológica que se aventuran a predecir la evolución futura de los costes de inversión y operación de cada tecnología. Con el único ánimo de ofrecer un orden de magnitud se reproduce en la Figura 2-2 y en la Figura 2-3 los valores usados en el estudio (Comillas-IIT, 2018) para costes de inversión y de producción. Los costes de inversión se obtuvieron como promedio de distintas fuentes de acceso público<sup>11</sup> y los costes de producción de los informes de evolución estimada de precios de combustible de (Bloomberg New Energy Finance, 2017) para el carbón y el gas y de (ENTSO-E, 2016b) para el uranio. Los costes de inversión de la nuclear, carbón e hidráulica, en torno a 4800 (3800 en 2050), 2100 y 2800 €/2017/kW respectivamente, no se han representado en la Figura 3.2 por situarse en otra escala distinta. Así mismo el coste de producción es nulo para las tecnologías renovables como la solar FV, la eólica o la hidráulica y no se representa en la Figura 3.3 (si presentan, en cambio, costes de O&M que en estos casos suelen estar bastante indexados a las horas de producción, y podrían considerarse como un coste reducido de producción).

---

<sup>11</sup> Entre otros de estudios e informes elaborados por European Energy Innovation, Joint Research Center of the European, National Renewable Energy Laboratory, Agora/Fraunhofer ISE, CarbonTracker/Imperial College, International Energy Agency, UK Department For Business, Energy & Industrial Strategy, International Renewable Energy Agency, Bloomberg New Energy Finance, International Energy Agency, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

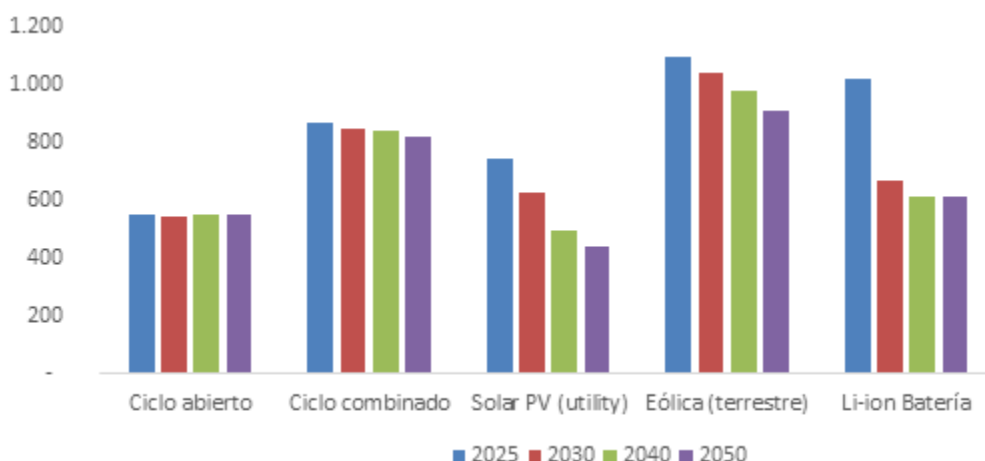


Figura 2-2.- Costes medios de capital por tecnologías (€/2017/kW). Fuente (Comillas-IIT 2018)<sup>12</sup>

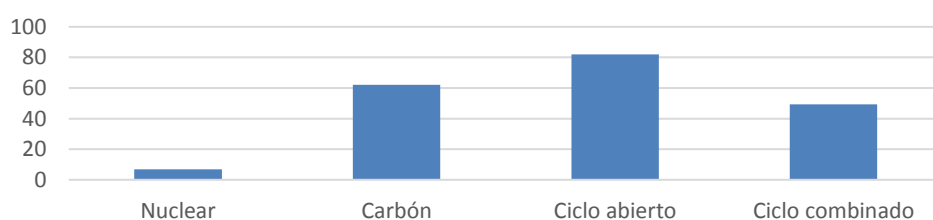


Figura 2-3.- Costes de producción por tecnologías (consumo combustible €/2017/MWh). Fuente (Comillas-IIT 2018)

Comparar los costes entre tecnologías no es algo tan inmediato. Como se aprecia en las figuras, algunas tecnologías como por ejemplo la nuclear presentan unos costes de inversión muy elevados, pero en cambio unos costes de producción muy reducidos, mientras que otras como por ejemplo los ciclos abiertos de gas presentan unos costes relativamente reducidos de inversión pero en cambio unos costes de producción elevados. Las tecnologías solar y eólica se caracterizan por un coste de inversión hoy en día moderado (y con perspectivas de reducción significativa de los mismos sobre todo para la solar FV) y un coste de producción nulo (sí tienen costes de O&M).

Para poder comparar el coste de las tecnologías es imprescindible estimar las horas de funcionamiento anual de cada una de ellas, de forma que se obtenga un coste total por unidad de energía producida (€/MWh) que incluya ya todos sus costes (tanto los de inversión, como los de producción, y los de O&M). Es a este coste medio al que se suele denominar el LCOE (Levelized Cost of Energy) de una tecnología. Sin embargo hay que tomar con cierta prudencia las cifras de LCOE que se publican ya que, como se ha explicado, conllevan una suposición explícita de las horas anuales de funcionamiento de cada tecnología, y dichas horas dependen críticamente del

<sup>12</sup> Fuentes más recientes como el NEO BNEF 2018 predicen reducciones aún mayores de costes de inversión para 2030 para la tecnología solar FV (en torno a 500 €/kW) y eólica (en torno a 1000 €/kW)

papel que cada tecnología asuma en el futuro mix del sistema. En el caso de las tecnologías eólica y solar FV se usan estimaciones del número de horas medias de funcionamiento, obtenidas a partir de valores históricos de viento e irradiación solar que presentan sus emplazamientos, y a sus características técnicas.

Atendiendo a estos costes medios, las tecnologías que se espera que sean más competitivas en el futuro son la solar fotovoltaica y en menor medida la eólica. En el caso de la solar FV, se esperan todavía reducciones muy significativas de sus costes, más allá de las ya conseguidas actualmente, convirtiéndose en una tecnología muy competitiva en términos de coste medio. La eólica se espera también que reduzca sus costes, esta reducción estará asociada a las economías de escala de los molinos y a un mejor aprovechamiento del viento. Con todo, su recorrido es previsiblemente menor que el de la solar FV.

Las térmicas de gas y carbón presentan costes intermedios que dependen de la evolución de los precios del gas y del carbón respectivamente, y del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. De estos precios dependerá que una sea más competitiva que la otra. Sin embargo las exigencias sobre emisiones de CO<sub>2</sub> que se están barajando en Europa parecen descartar la tecnología de carbón como una tecnología viable. Los ciclos abiertos de gas y los ciclos combinados de gas podrían representar una opción económicamente competitiva como tecnologías de apoyo en los momentos en los que las más competitivas (solar y eólica) no puedan producir, en competencia con las tecnologías de almacenamiento.

La hidráulica y la biomasa presentan costes relativamente altos, así como la termosolar con almacenamiento que presenta costes hoy en día elevados y con escasas expectativas de reducción.

Cabe destacar el elevado coste medio de la nuclear, fruto fundamentalmente de las condiciones extremas de seguridad que se le exigen. Podríamos decir que, aunque puede tener sentido mantener operativas las centrales existentes debido a sus reducidos costes de producción, lo cierto es que no se prevé que puedan ser competitivas, en términos de costes, como nuevas inversiones a futuro (el coste de inversión es extremadamente alto).

Todas las tecnologías de almacenamiento presentan a día de hoy costes elevados. En el caso particular de las baterías, hay bastante potencial de reducción que le podría convertir en una tecnología competitiva de almacenamiento a medio-largo plazo.

### **La contribución a la economía del país**

Otro atributo que contribuye a caracterizar la sostenibilidad económica, a nivel país, es el tejido industrial o de servicios que genera en el propio país. Podríamos denominar este atributo como “**industrialización**”. Este atributo estaría vinculado al sector minero o de extracción de materia prima que genera en su caso en el país, a la fabricación local de los equipos o componentes de las plantas e instalaciones, a los proveedores de componentes y servicios localizados en el país (instaladores, etc.). Las consideraciones que se realizan a continuación sobre la contribución de cada tecnología a este aspecto se basan en el marco actual, marco que podría cambiar si nos referimos al medio-largo plazo.



En cuanto a este atributo, la eólica, hidráulica y termosolar con almacenamiento presentan un impacto muy importante en la creación de un tejido industrial en el país, tanto al nivel de creación de tecnología, fabricación de componentes, construcción e instalación.

Un escalón por debajo estarían la nuclear y las térmicas de carbón y biomasa. Estas tienen un impacto intermedio ya que han sido capaces de generar un tejido industrial y tecnológico en torno a la construcción, mantenimiento y provisión de repuestos y servicios de las centrales importantes.

Por último, nos encontramos con la solar FV y las térmicas de gas. En el caso de la primera, su impacto es reducido ya que se limita prácticamente a los servicios de instalación, dado que no se contribuye ni a la creación de tecnología, ni al suministro de materias primas para su fabricación, ni a la propia fabricación. En el caso de las térmicas de gas, su impacto es también reducido dado que suelen ser centrales muy modulares, entregadas llave en mano.

En cuanto a las tecnologías de almacenamiento, cabe destacar que tanto la hidráulica como el bombeo, tienen un impacto muy importante por el empleo de ingeniería y de materiales propios en la construcción de estas instalaciones. Por el contrario, en el caso de las baterías, su impacto es reducido ya que se limita prácticamente a los servicios de instalación (no se contribuye ni a la creación de tecnología, ni al suministro de materias primas para su fabricación, ni a la propia fabricación).

### **2.1.3 Garantía de suministro: dependencia energética, disponibilidad y gestionabilidad del recurso primario y flexibilidad.**

La garantía de suministro se refiere a la capacidad del sistema de asegurar el suministro eléctrico a los consumidores a lo largo del tiempo, es decir minimizar en lo posible el número y duración de los cortes de suministro (y ello a un coste asequible).

Las redes, sobre todo las redes de distribución, son sin duda las mayores causantes de los cortes de suministro que sufrimos hoy en día en España, pero las tecnologías de generación y almacenamiento, el objeto de este capítulo, juegan también un papel igualmente fundamental en la contribución a la garantía de suministro, más aún en sistemas con alta penetración de generación renovable como los que se van a tener en el futuro.

Aunque existan otros matices, quizás la forma más sencilla de explicar las distintas dimensiones que afectan a la garantía de suministro (desde el punto de vista de las tecnologías de generación y almacenamiento) sea hacerlo en términos de horizonte temporal. En concreto se puede caracterizar la seguridad de suministro en tres ámbitos temporales. En el muy corto plazo (minutos, hora) se necesita **flexibilidad técnica** de las centrales para responder a variaciones rápidas de la demanda o para hacer frente a contingencias imprevistas, como el propio fallo de otra central. En el corto plazo (horas, días) se necesita la disponibilidad y gestionabilidad del recurso primario (combustible o recurso natural) para poder producir cuando se necesite, o dicho de otra forma se necesita poder controlar la disponibilidad del recurso primario para asegurar que se está en disposición de producir cuando así se necesite. Denominamos este atributo de la

garantía de suministro como **gestionabilidad** de la producción o **disponibilidad** a corto plazo del recurso primario. Finalmente se necesita garantizar el abastecimiento a medio-largo plazo (meses, años) y a costes razonables de los recursos primarios con los que se alimenta cada tecnología, interviniendo aspectos como la **dependencia energética** externa o la diversificación y estabilidad política de los países de origen del recurso. Se analizan a continuación la contribución de cada tecnología a cada una de estas tres facetas de la garantía de suministro abordando primero, por simplicidad en el relato, el corto plazo, posteriormente el medio-largo plazo, y finalmente el muy corto plazo.

### **La capacidad de asegurar el suministro en el corto plazo: gestionabilidad de la producción o disponibilidad del recurso primario**

En el corto plazo el consumo eléctrico varía de una hora a otra en función de las necesidades que los consumidores tengan en cada momento. Las plantas o instalaciones de generación eléctrica, para garantizar el suministro en ese corto plazo, necesitan poder producir lo que en ese momento el sistema necesite y eso lo fija en cada momento el consumo.

Una primera dimensión de la garantía de suministro es por lo tanto la capacidad de gestionar la producción de la planta en términos de disponibilidad del recurso primario, en cada momento, para adaptarla a las necesidades del consumo. Podemos definir este atributo como **gestionabilidad de la producción**. Típicamente este atributo estará indexado, para cada tecnología, a la disponibilidad en el corto plazo del combustible o recurso natural que utiliza para producir electricidad. Las tecnologías que contribuyan a la garantía de suministro en este sentido serán aquellas que puedan garantizar en cualquier momento del año la disponibilidad de su recurso primario.

Con respecto a este atributo, podemos clasificar las tecnologías de generación en cuatro grupos en función de su grado de gestionabilidad de la producción (disponibilidad del recurso):

- Nuclear y térmicas de carbón: aportan una gestionabilidad prácticamente total de su producción (está prácticamente garantizado la disponibilidad del recurso primario).
- Térmicas de gas: aportan una gestionabilidad muy alta, aunque han sufrido alguna limitación en algunos países al compartir infraestructura gasista con el uso doméstico e industrial del gas, y dársele prioridad al suministro de estos servicios en épocas de estrés (i.e, olas de frío).
- Biomasa, termosolar con almacenamiento e hidráulica: aportan una gestionabilidad relevante si bien con limitaciones fruto de la complejidad del suministro de biomasa en el primer caso, de las escasas horas efectivas de almacenamiento en el segundo, y de la dependencia del año hidrológico en el tercero.

Solar FV y Eólica: tienen una gestionabilidad prácticamente nula al depender de un recurso que no pueden controlar dado que su producción depende de factores como la disponibilidad de viento o de irradiación solar en cada momento. De ahí que suelen describirse dichas tecnologías como de producción “intermitente”. Para este tipo de tecnologías alimentadas por recursos no

controlables, cobra relevancia, como un aspecto adicional, la predictibilidad de la disponibilidad del recurso en el corto plazo. En ambos casos se han hecho enormes avances que permiten, al menos, conocer con una antelación de varias horas cuál va a ser su disponibilidad. Es importante reseñar que este atributo, en tanto que una de las varias medidas de la contribución de cada tecnología a la garantía de suministro, es muy relevante, pero que su peso se diluye en presencia de tecnologías de almacenamiento en el sistema. En efecto, en sistemas con una importante capacidad de almacenamiento, la gestionabilidad de la producción de una tecnología pierde relevancia, dado que, si en ese momento no se encuentra disponible el recurso necesario para producir, siempre se puede recurrir a la energía previamente almacenada.

En cuanto a las tecnologías de almacenamiento, tanto el bombeo como las baterías aportan una gestionabilidad total de su producción.

### **Disponibilidad del recurso en el medio-largo plazo y la independencia energética**

Como se ha mencionado previamente, existen otras medidas, igualmente importantes, asociadas al medio-largo plazo y al muy corto plazo o incluso al tiempo real de operación. Respecto al medio-largo plazo, tanto el grado de disponibilidad garantizada **del recurso primario de energía** que emplea cada tecnología para producir electricidad como el grado de **independencia energética** externa, entendido éste último sobre todo como el grado de independencia de países potencialmente inestables o que puedan usar el suministro del recurso como un elemento de presión geoestratégica y fuera del control del propio país receptor del recurso, son factores relevantes a la hora de analizar la contribución de cada tecnología a la garantía de suministro eléctrico.

En cuanto a este atributo, la solar FV, la eólica y la termosolar con almacenamiento, proporcionan un alto grado de independencia energética. La disponibilidad del recurso primario en los términos de medio-largo plazo que afectan a este atributo es bastante elevada, ya que si bien el viento y la irradiación solar no pueden estar garantizados en el corto plazo, la producción acumulada anual en ambos casos es estable y por lo tanto se pueden considerar un recurso garantizado en términos anuales.

La hidráulica proporciona independencia energética, sin embargo la disponibilidad del recurso no está del todo garantizada en el horizonte anual, por depender del año hidrológico (húmedo o seco).

En el caso de la biomasa, cabe destacar que aunque proporciona independencia energética, presenta varios problemas que no permiten garantizar del todo la disponibilidad del recurso primario, entre otros los relacionados con la disponibilidad de terrenos, los consumos de agua, la logística del transporte y distribución y la competencia alimentaria.

La nuclear y las térmicas de carbón ofrecen una muy alta disponibilidad del recurso primario en el medio-largo plazo, aunque éste ha de ser importado (salvo el carbón en algunas minas españolas). Las minas de uranio y carbón respectivamente se encuentran en países

suficientemente diversos y estables como para considerar que no hacen peligrar de ningún modo la garantía de suministro.

En el caso de las térmicas de gas, la disponibilidad del recurso primario es muy alta, aunque una buena parte del gas se importa de países potencialmente inestables o con intereses geoestratégicos muy marcados respecto a la UE, por lo que la dependencia energética se puede considerar en este caso algo más problemática.

### **La flexibilidad en la operación**

En el otro extremo de la escala temporal, en el muy corto plazo, tanto los cambios en la demanda eléctrica como los cambios no gestionados en la producción de ciertas plantas pueden llegar a ser bastantes bruscos. En el caso de la demanda aparecen rampas de incremento (por ejemplo, durante las primeras horas de la mañana) o decremento (a última hora de la noche) bastante pronunciadas, así como continuas variaciones fruto del comportamiento libre de los consumidores. En el caso de la producción nos referimos por ejemplo a reducciones o incrementos drásticos del viento o de la irradiación solar, o a disparos no programados (fallos) de grupos generadores.

En cualquiera de estos casos el sistema necesita tecnologías que de forma prácticamente inmediata permitan adaptarse a esas variaciones instantáneas de la demanda en el muy corto plazo así como suplir inmediatamente el déficit de generación originado por otras unidades. En caso contrario el sistema puede colapsar y dejar sin suministro de electricidad a una parte importante o total del sistema. El atributo que define esta dimensión de la garantía de suministro es la **flexibilidad** <sup>13</sup>.

En función de la flexibilidad, podemos ordenar las tecnologías de generación convencionales en aquellas con alta flexibilidad (hidráulica y térmica de gas) y aquellas con una flexibilidad intermedia (carbón, biomasa y termosolar con almacenamiento). La nuclear, dependiendo del tipo de tecnología puede ser poco flexible o aportar una cierta cantidad de flexibilidad al sistema.

La solar FV y la eólica pueden aportar una flexibilidad muy elevada, pero o bien sólo para bajar producción, o bien trabajando en una situación de vertidos solares y eólicos permanentes para que puedan proporcionar flexibilidad a subir producción también.

---

<sup>13</sup> En el aún mayor corto plazo (tiempo real), podría citarse adicionalmente como un atributo a la garantía de suministro la contribución a la inercia del sistema, un concepto muy técnico que viene a determinar cuánto de estable es el sistema y por lo tanto cuánto de resistente puede ser frente a perturbaciones externas. Algunas tecnologías de generación como las térmicas (carbón, gas, nucleares), las hidráulicas, o algunas renovables (termosolares, biomasa) contribuyen positivamente a esta faceta, mientras que el resto de renovables (más concretamente la eólica y solar) contribuyen en mucha menor medida. Sin embargo, es esperable que en el futuro se consiga suplir con tecnología electrónica o con el apoyo de baterías. Véase el capítulo 5 para más detalles.

Por último, tanto el bombeo como las baterías, ofrecen una flexibilidad muy alta.

## 2.2 ¿Qué configuración o mix tecnológico se espera en el futuro sistema eléctrico?

Como se aprecia del análisis anterior, cada tecnología presenta características muy distintas, si se consideran de forma aislada, en cuanto a costes, emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes, disponibilidad del recurso primario, gestionabilidad y flexibilidad, así como a aspectos más generales, entre otros, su contribución a la independencia energética, o a la promoción del tejido industrial nacional. Ninguna de ellas, por sí sola, daría solución a la vez a todos los retos que requiere un sistema eléctrico económicamente sostenible, descarbonizado y fiable del futuro. Es por ello que será necesario contar con una combinación de varias de ellas, un mix apropiado de varias.

En ese mix futuro parecen quedar descartadas en cuanto a una contribución significativa, a día de hoy, las tecnologías caracterizadas por sus elevadas emisiones de CO<sub>2</sub> (carbón), por su elevado coste con escasas perspectivas de reducirlo suficientemente (nuclear y en menor medida termosolar), por su generación de residuos radiactivos (nuclear) o por la dificultad logística de emplearlas a gran escala, así como por sus emisiones indirectas de CO<sub>2</sub> y directas de contaminantes atmosféricos (biomasa).

Sin prejuzgar la posibilidad de que el resto de tecnologías libres de CO<sub>2</sub> que se han dejado al margen en la sección previa logren reducir sus costes, o que aparezcan nuevas opciones (como nuevas generaciones de reactores nucleares modulares e inherentemente seguros, o tecnologías de captura y secuestro de carbono competitivas), la mayoría de los ejercicios de prospectiva tecnológica a medio y largo plazo, en línea con el análisis de la sección anterior, indican que serán **la energía solar fotovoltaica y la energía eólica**, junto con la hidroeléctrica existente, las tecnologías de generación libres de CO<sub>2</sub> más competitivas en el futuro. Constituirán probablemente el grueso de la capacidad instalada de generación en el sistema español. Desgraciadamente, estas tecnologías, presentan algunos retos técnicos relevantes que deben abordarse:

- Son poco programables o gestionables en el corto plazo pues no pueden producir más allá de lo que permite el recurso disponible en cada momento<sup>14</sup>, afectando como se ha explicado a la garantía de suministro.
- Son energías variables, sobre todo la solar fotovoltaica con variaciones en el corto plazo (horas dentro del día), lo que le exige al resto del sistema disponer de flexibilidad para no comprometer de nuevo la garantía de suministro.

---

<sup>14</sup> Adicionalmente, estas tecnologías no aportan de por sí inercia real al sistema, por lo que necesitan elementos de control adicionales que contribuyan a mantener la estabilidad del sistema.

Esto hará que, en lo que respecta a la fiabilidad o garantía de suministro del sistema, la utilización masiva de la energía solar fotovoltaica y de la energía eólica sólo será factible si se cuenta con una combinación adicional de algunos de los siguientes requisitos:

- La existencia de generación complementaria que aporte capacidad firme al sistema (esto es, tecnologías de generación con disponibilidad del recurso primario y con gestionabilidad de dicho recurso) y que sea suficientemente flexible, como la hidráulica regulable o los ciclos de gas<sup>15</sup>,
- La posibilidad de acomodar la demanda a la producción de las fuentes no gestionables, gracias a las posibilidades que ofrece la digitalización y las tecnologías de consumo, algo que se analiza en el capítulo siguiente,
- La posibilidad de almacenar su producción en horas de excedentes de viento y sol para aprovecharlas en horas de déficit de viento y sol, lo que paliaría, como ya se ha discutido la falta de gestionabilidad de las mismas.
- Un mayor nivel de interconexiones entre diferentes sistemas eléctricos, dado que esto permitiría importar energía eléctrica cuando el recurso solar y eólico es escaso en el propio país, y a su vez permite exportar posibles excedentes de energía eléctrica producidos por estas dos tecnologías<sup>16</sup>, reforzando también así su competitividad en términos de costes respecto al resto de tecnologías.

En cuanto al almacenamiento a la escala necesaria para facilitar la penetración masiva de energía solar FV y eólica, puede lograrse con las siguientes opciones:

- La central hidráulica con capacidad de embalse: es una tecnología convencional con gran capacidad de gestionar su producción (tanto en el corto plazo como de manera estacional).
- El bombeo hidráulico reversible: representa una tecnología probada y flexible, con capacidad de almacenamiento de largo plazo, dependiendo del tamaño, y de gran potencia, aunque limitado en sus emplazamientos, y con una eficiencia del 70-80%. El bombeo puro puede tener limitadas sus horas de producción dependiendo del tamaño del embalse superior.
- Las baterías: aún no son competitivas económicamente hoy en día (salvo en casos muy particulares), aunque seguramente sí lo serán en el futuro, son muy modulares y adaptables, pero pueden presentar limitaciones por los materiales utilizados. En cualquier caso, el uso de baterías se limitará al almacenamiento de un número bajo de horas de producción. Por

---

<sup>15</sup> Aunque esta segunda opción no esté libre de CO<sub>2</sub> y aumente la dependencia energética, estas pegadas quedan muy relativizadas dado que los ciclos de gas, al adoptar un papel de respaldo para el sistema, tendrían una producción relativamente reducida.

<sup>16</sup> Siempre que no estén correlacionadas las producciones y las demandas de los otros sistemas.

otro lado, se estima que su principal desarrollo será como recurso distribuido conectado a las redes de distribución.

- Hay otras alternativas, como por ejemplo el almacenamiento térmico, aún en fase de desarrollo.

### **Algunas consideraciones adicionales**

Existen ciertas tecnologías de generación que en este informe se han descartado o ni siquiera se han mencionado, porque sus perspectivas de éxito son aún hoy en día muy inciertas. Sin embargo, varias presentan una actividad de investigación y desarrollo muy viva que podría un día llegar a tener éxito y complementar la visión del sistema eléctrico anterior. Podríamos citar entre otros, el desarrollo de tecnologías basadas en el hidrógeno, nuevas generaciones de reactores nucleares modulares e inherentemente seguros, tecnologías de captura y secuestro de carbono competitivas o las posibles reducciones de los costes de la tecnología termosolar.

El informe no menciona la cogeneración. Entendemos que la cogeneración merece una mención aparte dado que se justifica exclusivamente cuando existe una industria que requiere consumos térmicos que no puedan electrificarse o no resulte competitivo electrificarse. La cogeneración es en esos casos una respuesta energética y medioambientalmente eficiente, a pesar de emitir CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> si el combustible es fósil. En todo caso, cabe mencionar que como la co-generación es dependiente de la actividad productiva, suele presentar una flexibilidad limitada.

Es también preciso mencionar que las características modulares de la energía solar fotovoltaica, y en menor medida, la energía eólica, permiten su despliegue también de forma distribuida conectada a las redes de distribución y no sólo centralizada. La generación distribuida presenta retos adicionales en materia de visibilidad para el sistema y gestionabilidad de la misma, aunque ya existe tecnología para hacer frente a dichos retos. En cualquier caso, el reparto final entre estas dos alternativas vendrá determinado por las economías de escala y el valor adicional que puedan aportar las tecnologías distribuidas al sistema, además de otros posibles elementos o tendencias sociales.

Finalmente es oportuno recordar que las tecnologías relacionadas con la demanda, que se abordan en el capítulo siguiente, pueden contribuir también, con un esquema descentralizado, a la garantía de suministro del sistema en sus vertientes tanto de disponibilidad y gestionabilidad del recurso, como de flexibilidad, por lo que su papel puede llegar a tener un impacto relevante en la composición futura de las tecnologías de generación y almacenamiento.

## **2.3 Referencias**

BNEF, Bloomberg New Energy Finance. 2017. "Electric Vehicle Outlook 2017". Disponible en:[https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF\\_EVO\\_2017\\_ExecutiveSummary.pdf](https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF_EVO_2017_ExecutiveSummary.pdf)



ENTSO-E. 2015. “Scenario Outlook and Adequacy Forecast”. Disponible en: [https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141031\\_SOAF%202014-2030\\_.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141031_SOAF%202014-2030_.pdf)

ENTSO-E. 2016a. “Mid-term Adequacy Forecast”. Disponible en: [https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF\\_2016\\_FINAL\\_REPORT.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf)

ENTSO-E 2016b. “Ten-Year Network Development Plan 2016 - How did we improve”. 2016. Disponible en; <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>

Comillas-IIT 2018a. “Estudio técnico de viabilidad de escenarios de generación eléctrica en el medio plazo en España”. Disponible en <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-18-067I.pdf>

Comillas-IIT. 2018b. “Análisis de escenarios futuros para el sector eléctrico en España para el período 2025-2050”. Disponible en <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-18-026I.pdf>

Comisión de expertos de Transición Energética. 2018. “Análisis y propuestas para la descarbonización”. Disponible en <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-18-029I.pdf>

MIT Energy Initiative. 2016. “Utility of the Future”. ISBN: 978-0-692-80824-5. Disponible en [www.energy.mit.edu/uof](http://www.energy.mit.edu/uof)



### 3. La demanda eléctrica

La demanda contribuirá a lograr un sistema eléctrico casi totalmente descarbonizado a través de tres vías, relacionadas pero no exactamente iguales en cuanto a sus consecuencias: la eficiencia energética, la gestión activa de la demanda y la electrificación de los consumos finales.

En primer lugar, la eficiencia energética, y más aún, su traducción en un ahorro de energía final, será fundamental para poder lograr un sistema descarbonizado de coste asequible y seguro. El ahorro y la eficiencia energética, y en particular, en el consumo de electricidad, permiten reducir las necesidades de capacidad de generación instalada, así como las de nuevas redes de transporte y distribución, y con ello los costes del sistema.

En segundo lugar, la gestión activa de la demanda, entendida como el desplazamiento de la misma para acomodarse a la producción variable de las energías renovables, será clave en el proceso de transición energética, al permitir integrar un volumen más elevado de energías renovables en el sistema, y además contribuir a una gestión más eficiente del mismo, con lo que supondrá un ahorro de costes para los consumidores. La gestión activa de la demanda puede realizarse tanto en el sector industrial como en el residencial, aunque en este último, por los volúmenes de energía implicados, será seguramente necesaria la figura de un agregador de consumos<sup>17</sup>. La gestión activa de la demanda requerirá contar con equipos de medida y consumo que realicen la suficiente discriminación temporal, algo que ya es posible gracias a los contadores digitales. Pero también serán necesarias señales, económicas o de otro tipo, que incentiven a los consumidores industriales o residenciales a modificar sus patrones de consumo para adaptarse a las necesidades del sistema. Finalmente, la automatización de los sistemas de control de consumo será también una pieza clave para lograr esta gestión más eficiente de los mismos. En todos los casos, la digitalización será una condición imprescindible para abordar estos retos.

Por último, los procesos de descarbonización de la economía y de reducción de la contaminación atmosférica estarán basados, en parte, en un aumento de la cuota de electrificación de los usos finales tradicionalmente basados en combustibles fósiles, cuando dicha electrificación permita una mayor eficiencia y unas menores emisiones de contaminantes asociadas a los consumos finales de servicios energéticos.

A continuación se analiza la contribución a cada uno de estos elementos de los tres sectores de la demanda con más potencial en el futuro: el transporte, los edificios y la demanda industrial.

#### 3.1 El transporte

El futuro de la movilidad pasa necesariamente por una conversión hacia un transporte más sostenible. Esta conversión está motivada fundamentalmente por la necesidad de reducir

---

<sup>17</sup> Que puede ser tanto el comercializador con una nueva funcionalidad, o un agregador independiente.

drásticamente la contaminación y la congestión en zonas urbanas<sup>18</sup>, donde la densidad de población irá en aumento en las próximas décadas. En este contexto, la electrificación del transporte juega un papel principal.

La electrificación del transporte también será beneficiosa en otros sistemas, tales como las islas, donde hay una alta dependencia de la importación de energía y unas distancias cortas, por lo que el tándem consistente en generar con renovable y electrificar el transporte puede ser una solución de gran interés. Y por supuesto la electrificación también podrá ser beneficiosa para el transporte en su conjunto, si se materializan las reducciones de coste y aumentos de autonomía, que redundarían en un menor coste de este servicio (aunque estos progresos podrían venir acompañados de un efecto rebote).

En cualquier caso, la electrificación del transporte tendrá otros impulsores, como por ejemplo las políticas fiscales, o también los nuevos servicios asociados a la movilidad, como son la conectividad, la conducción autónoma o el uso compartido de los vehículos.

En la próxima década la electrificación se centrará en el transporte ligero, tanto de pasajeros en coches y motocicletas, como en la distribución de mercancías en zonas urbanas. En el medio y largo plazo se prevé que la mejora de la autonomía y los nuevos servicios de movilidad autónoma se trasladen al transporte de largo alcance, tanto de pasajeros en autobuses como de mercancías en camiones de alto tonelaje. En el transporte ferroviario también hay margen para aumentar la cuota de electrificación. Por un lado, están las rutas ferroviarias que aún utilizan diésel, pero además, cabe destacar que la cuota del transporte ferroviario para el transporte de mercancías es muy baja a día de hoy en España respecto a la media europea.

### **3.1.1 Los retos tecnológicos y de infraestructura**

La aparición de la movilidad eléctrica necesita el desarrollo de una infraestructura de recarga adecuada y un sistema de gestión eficiente de dicha energía. Ambos elementos están ligados a la evolución tecnológica de las baterías, tanto en su potencia máxima de carga/descarga como en la energía que pueden almacenar (las distintas tecnologías deberán adaptarse a estos requisitos). La potencia de carga permitirá una recarga más rápida y segura que el actual repostaje, que requerirá una potencia de más de 350kW (frente a la recarga lenta doméstica de 4kW o rápida de 50kW). Por otro lado, la energía de la batería irá en aumento hasta satisfacer una autonomía de 700 km a 1000 km<sup>19</sup>, y para ello será necesario disponer de una capacidad de 120kWh a 150kWh, frente a los actuales 50kWh.

La infraestructura de recarga quedará caracterizada por los términos de potencia y energía considerados, pero también por el sistema de conexión, que actualmente es en la mayoría de los casos una conexión física de enchufe. Previsiblemente, estos sistemas de conexión evolucionarán

---

<sup>18</sup> El estado actual de congestión se puede consultar en la web [www.tomtom.com](http://www.tomtom.com)

<sup>19</sup> Cabe destacar que hoy en día hay modelos con autonomías de hasta 400 km.

a sistemas más funcionales y seguros como el contacto con pantógrafo/catenaria o las recargas inductivas (cuyo coste a día de hoy es muy elevado).

El reto fundamental en el corto plazo, sin embargo, no está tanto en esta evolución tecnológica, sino en el despliegue de las infraestructuras necesarias para la recarga de los vehículos eléctricos, en particular en zonas urbanas en las que no exista aparcamiento privado. También será necesario contar con instalaciones de carga rápida para su uso extraurbano. A más largo plazo, también será necesario disponer de instalaciones de carga para los vehículos pesados (como pantógrafos en las autovías o instalaciones de carga ultrarrápida). Para superar esta barrera, es necesario acompañar un despliegue progresivo de la red de puntos de recarga que garantice la movilidad requerida por el parque de vehículos eléctricos.

En cualquier caso, durante el proceso de recarga parte de la capacidad de la batería sería potencialmente gestionable, lo que supondrá disponer de un volumen de demanda flexible importante, que podrá usarse como elemento de apoyo en la operación del sistema eléctrico y la red eléctrica. Esta flexibilidad es fundamental para favorecer la integración de mayores volúmenes de energías renovables intermitentes.

La flexibilidad aportada por la batería será principalmente en el proceso de carga de la misma, y con menor potencial podría aportar energía a la red (para lo cual sería necesario un sistema V2G). La gestión inteligente de parte de la recarga es fundamental también para garantizar la eficiencia en el dimensionamiento de las redes eléctricas y evitar así inversiones ineficientes. En la figura siguiente<sup>20</sup> se ilustra cómo el incremento de las inversiones en diferentes elementos de la red puede depender críticamente del tipo de recarga que se lleve a cabo con los coches eléctricos.

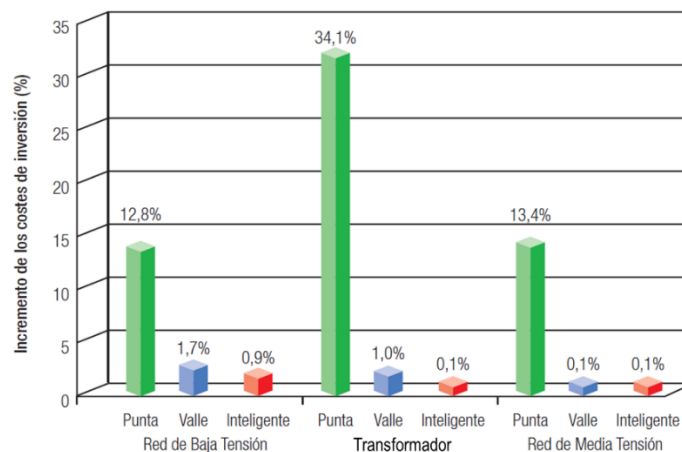


Figura 3-1.-Impacto en la red eléctrica de distintos modos de recarga: inteligente (azul y rojo) frente a una recarga a demanda (verde). Fuente: (Frías et al, 2011)

### 3.1.2 El proceso transitorio

El proceso de electrificación del transporte será progresivo, dado que requiere de una reconversión de la industria del automóvil, de la necesidad de una infraestructura y gestión de recarga eficiente, y de una aceptación social. Por tanto, habrá un proceso transitorio en el uso de combustibles alternativos, tales como el gas natural, mejoras tecnológicas en los actuales vehículos de combustión, los vehículos híbridos, posteriormente los híbridos enchufables, para finalmente desembocar en el uso mayoritario de vehículos eléctricos puros.

Además, el desarrollo del vehículo eléctrico está indisolublemente asociado a la evolución tecnológica de las baterías y el coste de las mismas, que supone actualmente gran parte del precio final del vehículo. Se estima que para el año 2025 el vehículo eléctrico será más competitivo en coste que el vehículo convencional para la mayoría de los usos cuando el coste de la batería haya caído por debajo del 20% del valor total del coche. La sustitución del parque actual, con una edad media de 12 años, se podrá ver dinamizada por políticas fiscales (e.g. quien contamina paga (Sastre, 2016)) y disuasorias (e.g. incentivos a la transformación energética) para los vehículos convencionales o de seguridad (López-Valdés et al, 2018). Un ejemplo de este análisis es el presentado por CEPSA en la siguiente figura, donde se muestra la evolución esperada de las ventas de los coches con motor de combustión interna, híbridos y eléctricos enchufables, así como la composición esperada del parque automovilístico en 2030.

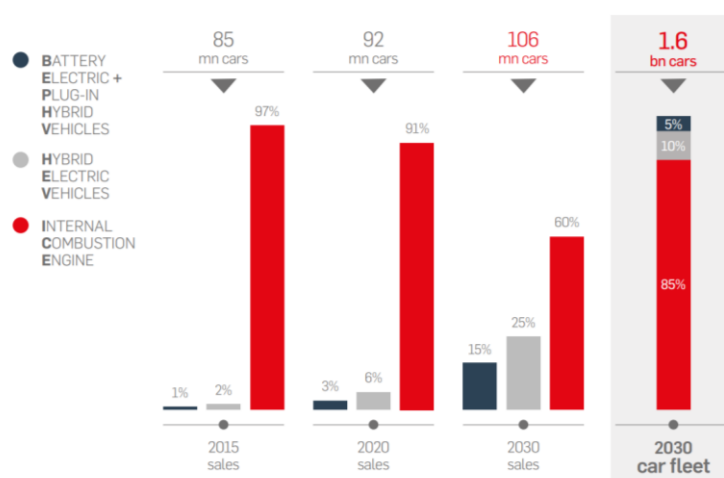


Figura 3-2.- Evolución de las ventas de vehículos eléctricos. Fuente (CEPSA, 2017).

Durante este proceso, surgirán nuevos servicios tanto en la movilidad propiamente dicha (sistemas de uso compartido del vehículo en propiedad, la no propiedad del vehículo y uso de pay-per-move, etc.), en la conexión a la red eléctrica para la recarga (gestión de la carga eléctrica flexible), u otros servicios de valor añadido (marketing, turismo, gestión doméstica, etc.).

## 3.2 Edificios comerciales y residenciales

### 3.2.1 El papel de los edificios en la descarbonización. Regulación europea.

El consumo energético en los edificios domésticos y del sector terciario representa en Europa alrededor del 40% del consumo energético total. Además, los edificios son responsables del 36% de las emisiones de CO<sub>2</sub>. No resulta por lo tanto sorprendente que poco a poco los edificios vayan cobrando mayor protagonismo en las políticas energéticas comunitarias.

El 30 de noviembre de 2016, la Comisión Europea (CE) propuso un paquete de medidas conocido como el *Clean Energy Package*. Las propuestas se basan en tres pilares: (1) eficiencia (“*putting energy efficiency first*”<sup>21</sup>), (2) lograr un liderazgo global en energías renovables y (3) dar un trato justo a los clientes. Este paquete incluye una propuesta para actualizar la directiva de edificios “Energy Performance of Buildings Directive”<sup>22</sup>. Una de las medidas resaltadas en la nueva propuesta de Directiva consiste en promover el uso de las tecnologías de la información y la automatización de edificios para asegurar que los edificios operan de forma eficiente

Actualmente, la calefacción, el enfriamiento y el agua caliente suponen aproximadamente el 50% de la energía consumida en los edificios. Introducir medidas de eficiencia energética en estos usos podría reducir las emisiones en la UE hasta dos gigatonnes (Gt) y evitar 710 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtoe) de energía para el año 2050. La mayor parte de las tecnologías en las que se basa esta eficiencia energética son comerciales a día de hoy, como son la solar térmica de baja temperatura, cogeneración, bombas de calor y almacenamiento térmico (aunque su penetración será lenta por la baja rotación de los equipos y viviendas).

Por tanto, el sector de los edificios se considera como un objetivo clave donde poner los esfuerzos de la eficiencia energética. Esto es especialmente relevante debido al hecho de que, como parte del mencionado paquete, la CE está revisando los objetivos 2030. Una prueba de ello es que el parlamento europeo propuso y aprobó a finales de 2017 objetivos para el año 2030, donde las energías renovables deberían suministrar a un 35% de todo el consumo, lo que supone un 70% para el sector de la electricidad.

Además, Europa hace responsables a las grandes compañías para cumplir con los objetivos 2030, recomendándolas que deben hacer programas de eficiencia energética (EC, 2014). Es posible que lo que ahora son recomendaciones en un futuro sean obligaciones.

### 3.2.2 Desarrollos tecnológicos

La eficiencia energética se basa en tres objetivos que en cierto modo son secuenciales:

---

<sup>21</sup>[https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/smart-finance-smart-buildings-investment-facility\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/smart-finance-smart-buildings-investment-facility_en.pdf)

<sup>22</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/buildings>

- El primero es la reducción de la demanda (consumo energético), con medidas de aislamiento para evitar pérdidas.
- El segundo es situar en el tiempo a la demanda en el momento en el que resulte más adecuado para el sistema (aquí el papel de las redes y lograr una gestión del consumo donde se tenga en cuenta el coste de las futuras inversiones en infraestructura es fundamental).
- Finalmente, se debe cubrir dicha demanda con la máxima generación renovable, a ser posible cerca del consumo.

Según se describe en (MIT, 2016), el futuro de la eficiencia energética en edificios se basa en cuatro pilares: (1) una inteligencia en la nube que usa sensores IoT<sup>23</sup> que permiten percibir lo que pasa dentro de cada edificio, ver figura siguiente, (2) la electrificación de la demanda cuyo mayor protagonista son las bombas de calor para calentar el agua y el habitáculo, (3) la instalación de generación renovable híbrida y (4) la involucración del usuario final.

---

<sup>23</sup> Esto es, sensores que gozan de interconexión digital con internet.

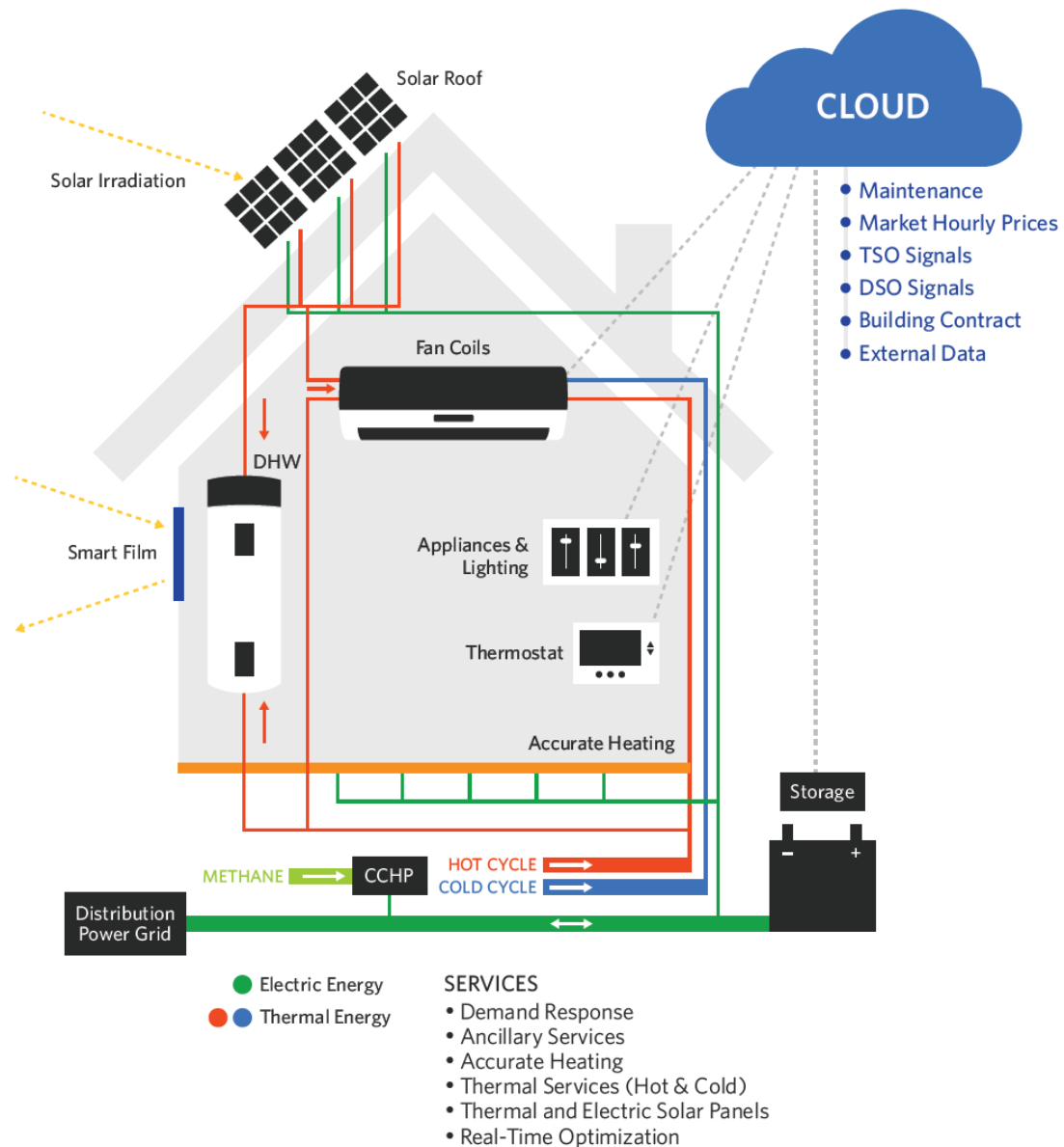


Figura 3-3.- Example of a Smart Home with Several DERs Connected to Cloud-Based Data Management and Computation Systems. Fuente (MIT,2016)

El uso eficiente de todos los recursos energéticos, incluido el vehículo eléctrico, lo garantiza una gestión que permite no sólo optimizar cada edificio y la factura del cliente, sino también sacar el máximo provecho y dar servicio en los mercados de energía a través de la agregación de los mismos. Para ello, como se puede ver en la figura, los servicios se ofertarán en los mercados de energía mayoristas, los mercados locales de congestiones (a nivel DSO), y en los mercados de ajustes gestionados por el operador de red nacional (TSO).

No consiste en hacer nuevas inversiones en recursos distribuidos, baterías, etc, sino en aprovechar al máximo lo que ya se tiene en los edificios desplegando tecnologías de la información de bajo coste y fácilmente amortizables.

La bomba de calor es una tecnología que se encarga de transformar energía eléctrica en térmica, pero aprovechando la energía de la tierra (geotermia), del aire (aerotermia) o del agua. Gracias a esto último, el rendimiento del proceso (COP: Coefficient of performance) es muy elevado, llegando a obtener con facilidad 4 veces más de energía térmica por unidad de energía eléctrica (COP = 4). Actualmente las bombas de calor pueden llegar a COP cercano a 6<sup>24</sup> y se estima en el futuro pueda llegar a 10<sup>25</sup>. La eficiencia de esta tecnología, sin embargo, varía en función de las zonas climáticas, por lo que no es previsible esperar una penetración uniforme en todo el territorio español. Esta penetración, en el sector residencial y terciario, dependerá además de los códigos de edificación, y de la renovación de los equipos de climatización actuales.

### 3.2.3 Modelos de negocio

En un futuro distribuido el papel activo de los consumidores en la gestión de sus recursos, consumiendo, produciendo y almacenando electricidad se verá facilitado por modelos de negocio de agregadores, proveedores de servicios integrales energéticos, comunidades energéticas y otros agentes que cambiarán el panorama actual del consumidor pasivo.

El Paquete de Energía Limpia de la Unión Europea en sus propuestas de Directiva y Regulación para el mercado de electricidad recoge definiciones y roles para nuevos agentes como agregadores independientes de las actuales comercializadoras, consumidores activos y comunidades energéticas como agentes claves en la transición centrada en los consumidores (Comisión Europea, 2016).

Ante este panorama, nuevos modelos de negocio nacen en torno al edificio, y por tanto en torno al consumidor final. Algunos de estos modelos de negocio ya no se basan en la venta de energía, sino que se centran en cómo el usuario puede llegar a usar esa energía, surgiendo el concepto de servicio energético. Las empresas de comercialización del futuro se deben centrar en vender servicios que permitan que el cliente pueda aportar valor a su negocio, compartiendo los recursos energéticos que tiene el cliente y el uso que hace de los mismos, como por ejemplo, servicios de eficiencia energética, de reducción de la demanda, de instalación y mantenimiento de generación fotovoltaica, etc. Algunos de estos modelos de negocio tienen retornos de inversión menores a los dos años<sup>26</sup>, basados en el ahorro producido en el edificio.

Para poder llevar esto a cabo hace falta una infraestructura a nivel de edificio que permita controlar los recursos energéticos, ver Figura 3-4, como por ejemplo paneles solares, baterías, clima, etc. Esta infraestructura consiste de un conjunto de dispositivos (RN en la figura), que se

---

<sup>24</sup> [https://www.ntb.ch/fileadmin/NTB\\_Institute/IES/bilder/Projekte\\_TES/91\\_SCCER-EIP/Review\\_on\\_High\\_Temperature\\_Heat\\_Pumps\\_-\\_Arpagaus.pdf](https://www.ntb.ch/fileadmin/NTB_Institute/IES/bilder/Projekte_TES/91_SCCER-EIP/Review_on_High_Temperature_Heat_Pumps_-_Arpagaus.pdf)

<sup>25</sup> The future role of heat pumps in the domestic sector. Tina fawcett Environmental Change institute University of Oxford.South Parks Road. Oxford oX1 3QY. UK

<sup>26</sup> Simulaciones y pruebas reales realizadas en el IIT, han mostrado ahorros del 30% de la factura de los clientes, con un retorno de la inversión medio de 20 meses.



controlan los recursos energéticos y que se comunican con una plataforma energética directamente o a través de lo que se llama un energy box (EB), que es un microordenador que puede tener diversas capacidades según el tipo de cliente.

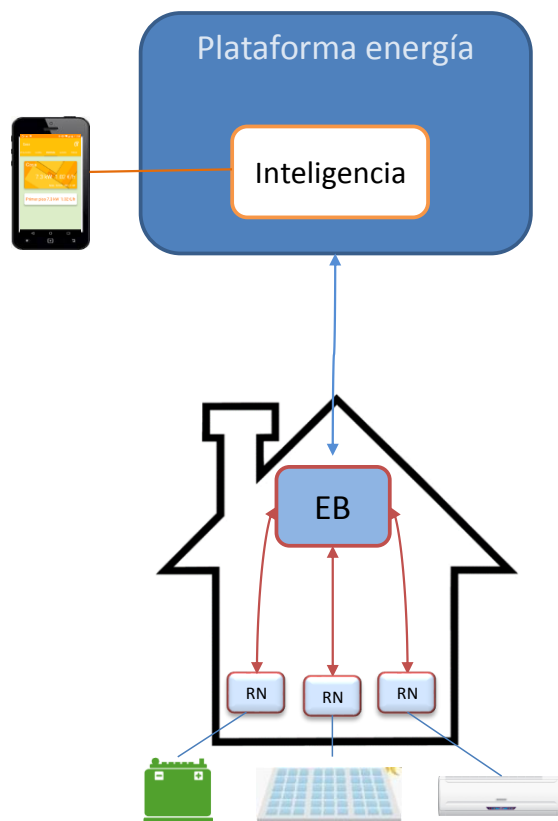


Figura 3-4 Modelos de negocio basados en un edificio. EB: energy box. RN: remote node.

Si se aprovechan las sinergias que tienen los edificios entre sí, por el hecho de participar en mercados eléctricos comunes, se pueden desarrollar nuevos modelos de negocio basados en la agregación de la demanda. Prueba de ello, es que el Paquete de Energía Limpia ya está promoviendo marcos regulatorios donde los agregadores de demanda puedan participar en los mercados eléctricos mayoristas y de ajustes.

Gracias a estos mercados, se pueden obtener mayores beneficios, a la vez que se ayuda al sistema a ser más eficiente y sostenible, evitando inversiones en red y permitiendo un balance óptimo entre generación y demanda. Detrás de estos conceptos, surgen las comunidades energéticas, que son un conjunto de usuarios finales que explotan de forma agregada los recursos energéticos para ganar más eficiencia y participar de forma colaborativa en el sector eléctrico.

En este caso, las necesidades de comunicación de los edificios entre sí a través de una plataforma de energía son mayores, ver Figura 3-5, ya que esta plataforma será la encargada de coordinar a todos los edificios para dar el mejor servicio al sistema teniendo en cuenta los mercados. Esta plataforma tiene que ser confiable, segura, robusta, escalable fácilmente y efectiva en coste.

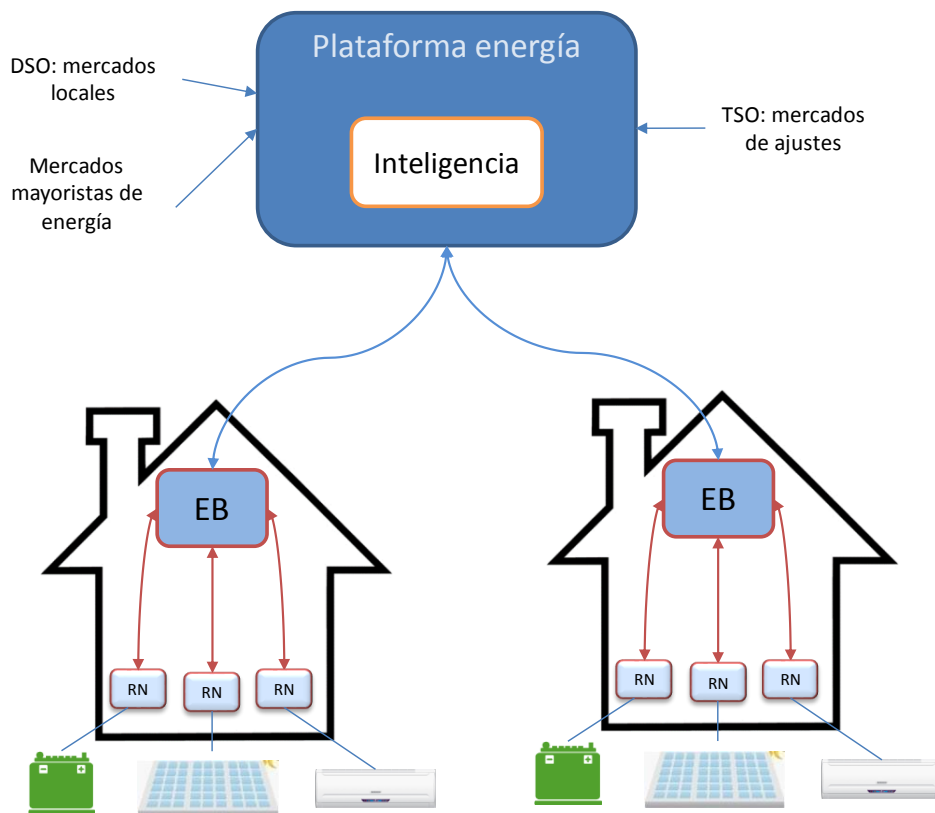


Figura 3-5 Modelos de negocio basados en la explotación colectiva de varios edificios.

### 3.3 El sector industrial

El objetivo de reducción de emisiones que ha establecido la Unión Europea hasta 2050<sup>27</sup> necesariamente implicará una mayor electrificación de la industria y una reducción de la intensidad energética de sus procesos de producción industrial.

La utilización eficiente de energía primaria en la industria es clave para alcanzar los objetivos de descarbonización al medio y largo plazo. Sin embargo, para el sector industrial se espera que estas mejoras en eficiencia sean bajas ya que las medidas con un mayor impacto ya han sido implementadas. Una mejora de la eficiencia energética puede bajar la demanda energética de la industria europea entre un 5% hasta 2030 y 10 % hasta 2050<sup>28</sup>. Estas mejoras, sin embargo, serán contrarrestadas por el aumento de la demanda eléctrica de la industria asociada a una potencial electrificación de procesos industriales.

<sup>27</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en)

<sup>28</sup> Chan, Y., Kantamaneni, R., 2015. Study on energy Efficiency and Energy Saving Potential in Industry and on Possible Policy Mechanisms. ICF Consulting Limited.

En términos generales, la penetración de la electricidad en el sector industrial es más incierta que en el transporte o en los edificios. Aunque hay sectores como el siderúrgico donde la electricidad podría aumentar su cuota con la tecnología disponible principalmente en la fabricación secundaria de acero donde puede utilizar hornos de arco eléctricos, o procesos industriales en los que se podrían utilizar bombas de calor que aprovechen calores residuales con eficiencias elevadas, en general la electrificación requerirá nuevas tecnologías o un aumento de competitividad de las actuales, como hornos eléctricos eficientes, electrolisis, o tecnologías de membrana. En caso de los procesos industriales, medidas para mejorar la eficiencia energética tendrán poco impacto a la demanda eléctrica de la industria, ya las medidas con un mayor impacto ya han sido implementadas. Finalmente, la flexibilidad del consumo eléctrico podía jugar un papel importante en los futuros mercados eléctricos.

El mayor potencial de electrificación industrial nos lo encontramos en la producción del calor requerido en muchos de los procesos. La electrificación de los procesos industriales que necesitan calor depende, en gran medida, de los rangos de temperaturas involucrados en dichos procesos. En términos generales, la electrificación de procesos de temperaturas bajas y medias (menores a 200-250°C) son más fáciles de electrificar que aquellos que requieren altas temperaturas. Además, el aprovechamiento del calor residual para la generación eléctrica (cogeneración) o la trigeneración (si se incluye también la generación de frío), es una línea de actuación clave para mejorar la eficiencia energética<sup>29</sup>.

En términos generales, en la UE gran parte del uso energético final de calor corresponde a procesos industriales. Esto queda claramente reflejado en la Figura 3-6, donde el peso del uso industrial de energía en forma de calor representa para cada país el área roja de la columna correspondiente. En el caso particular de España, el uso final de calor empleado en procesos industriales representa cerca del 40% de los usos térmicos totales.

---

<sup>29</sup> Distintos proyectos europeos están enfocados en estas mejoras, véase por ejemplo <http://www.itherm-project.eu/>; <http://www.indus3es.eu/>; <http://www.tasio-h2020.eu/>

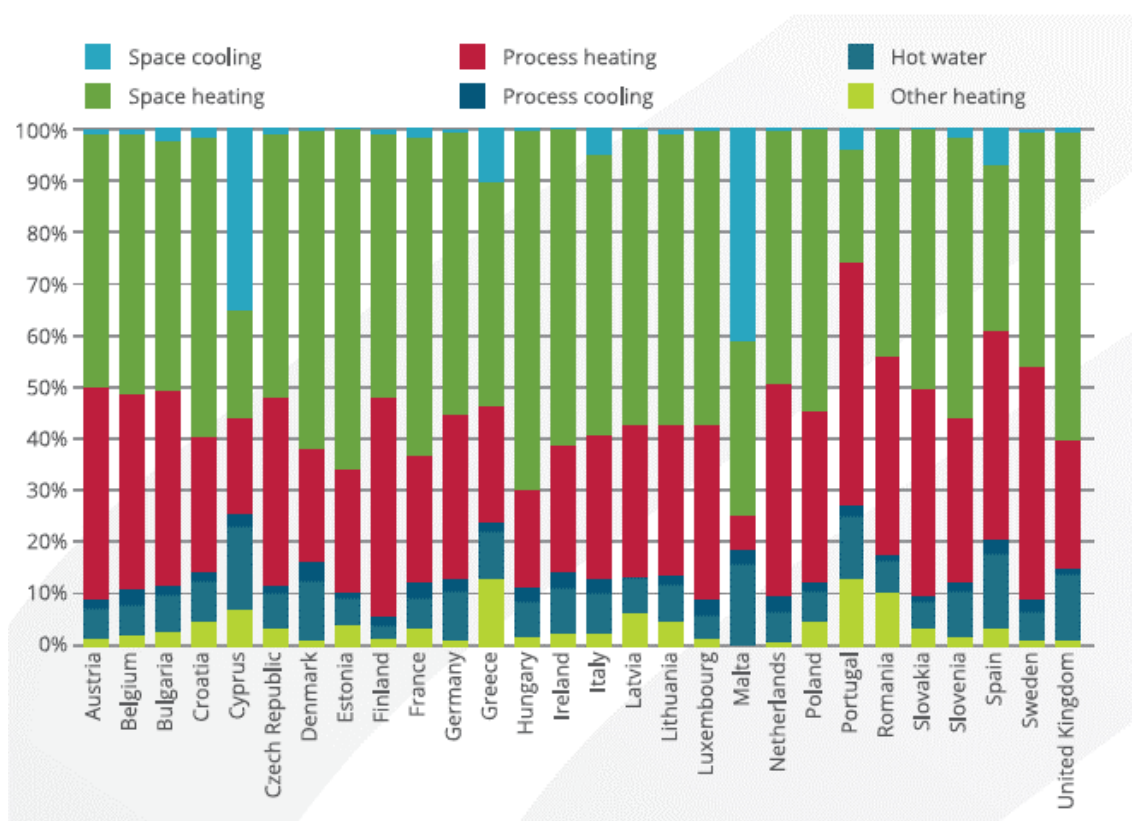


Figura 3-6 Comparativa por países de la Unión Europea de usos finales de calor y frío. Fuente: Heat Roadmap Europe (2017)

Para electrificar la generación de calor a partir de electricidad, existen tecnologías que actualmente se encuentran en el mercado, como hornos eléctricos, bombas de calor de alta temperatura (más de 100 °C), calentadores eléctricos o calentadores por microondas. También hay otras en estado de investigación como la oxi-combustión, la fundición con plasma, las tecnologías de hidrógeno o los quemadores infrarrojos. Estas últimas se encuentran más en fase de investigación si se llegasen a desarrollar hasta alcanzar la madurez suficiente como para ser económicamente viables podrían incrementar considerablemente el potencial de la electrificación para la generación de calor.

Varios países europeos como Holanda<sup>30</sup> o Suecia<sup>31</sup> están estudiando activamente las distintas alternativas para la descarbonización del sector industrial y señalan la electrificación como una de las principales rutas para conseguirla. La Figura 3-7 presenta dos estrategias posibles para electrificar la industria, una flexible (que posiblemente tenga más sentido en el corto plazo) donde el combustible utilizado en la industria puede variar, dependiendo de la disponibilidad de las renovables y los precios de la electricidad, y otra estrategia, de electrificación de base (de

<sup>30</sup> [http://www.ispt.eu/media/Electrification-in-the-Dutch-process-industry-final-report-DEF\\_LR.pdf](http://www.ispt.eu/media/Electrification-in-the-Dutch-process-industry-final-report-DEF_LR.pdf)

<sup>31</sup> <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1073841/FULLTEXT01.pdf>

largo plazo), donde se electrifican los procesos principales y donde estos se basan únicamente en la electricidad como combustible.

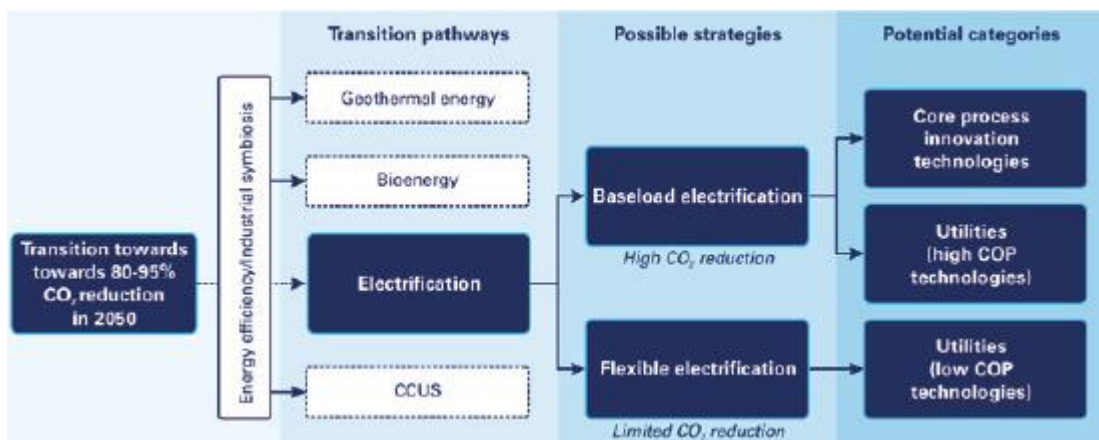


Figura 3-7 Posibles estrategias de electrificación de la industria. Fuente: (Berenschot et al., 2017)

En cualquier caso, el que la electrificación sea una realidad, pasa por que se logren flexibilizar los distintos procesos, adaptando estos a la disponibilidad de electricidad cuando hay mayor generación renovable. Alternativamente, la evolución del almacenamiento a gran escala podría facilitar la disponibilidad de la electricidad a costes competitivos en un rango más amplio de horas, lo cual permitiría que los procesos industriales funcionasen de manera más continua.

Existen otras tecnologías que pueden incrementar el uso de electricidad en el sector industrial, pero que no se basan en la producción del calor, como por ejemplo tecnologías para la esterilización y pasteurización utilizadas en la industria alimentaria o tecnologías de secado por compresión, entre otros.

Finalmente, el desarrollo de tecnologías que utilizan electricidad para la producción de hidrógeno, a través de electrólisis o tecnologías de separación de membrana, puede tener aplicaciones en sectores como el químico, el petroquímico o fertilizantes. Esta tecnología no es aún competitiva por su alto coste de capital, sin embargo, el desarrollo de la economía de hidrógeno para diversas aplicaciones podría reducir estos costes con el tiempo.

### 3.4 Referencias

Berenschot, CE Delft, Industrial Energy Experts, Energy Matters, 2017. Electrification in the Dutch process industry.

CEPSA, 2017. "Energy Outlook 2030".

Comisión Europea, 2016. Clean Energy for all Europeans.

<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

EC (European Commission). 2014. "European directive 2014/91/EU".

Frías P., Mateo C., Pérez-Arriaga I.J. 2011. "Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica". *Lychnos*. Cuadernos de la Fundación General CSIC. no. 6, pp. 56-61, Septiembre 2011.

Heat Roadmap Europe, 2017. Heating and Cooling.

López-Valdés FJ., Ruiz R., Frías P., Román J., Seguí-Gómez M., "Are Electric Cars Safe? A Descriptive Analysis of the first collisions reported in Spain", 2018

MIT Energy Initiative. 2016. "Utility of the Future". ISBN: 978-0-692-80824-5. Disponible en [www.energy.mit.edu/uof](http://www.energy.mit.edu/uof)

Sastre S., 2016, "La fiscalidad del vehículo eléctrico en España", Fundación ENT, 2016.

## 4. Las redes eléctricas y su evolución

### 4.1 Las redes de distribución han de convertirse en redes inteligentes

Una de las prioridades del sistema eléctrico del futuro es la de flexibilizar el comportamiento de la demanda, de manera que ésta responda ante cambios en la generación renovable intermitente. Asimismo, es importante señalar que este aumento en la flexibilidad debe producirse, no sólo en los grandes consumos industriales (que ya responden en gran medida a señales de precio), sino en todos los tipos de consumidores, incluyendo los residenciales. Dado que la inmensa mayoría de los consumidores en España se encuentran conectados a la red de distribución, esto traerá consigo profundos cambios en el uso de la red de distribución.

No obstante, este no es el único cambio relevante que están experimentando las redes de distribución. Tradicionalmente, la generación ha estado conectada a la red de transporte en forma de centrales de carbón, gas, nuclear o grandes embalses hidráulicos. Sin embargo, las menores economías de escala que presentan varias tecnologías bajas en emisiones, junto con los incentivos económicos para la inversión, hacen que progresivamente comience a conectarse cada vez más capacidad de generación a la red de distribución. Esto es lo que se conoce como generación distribuida<sup>32</sup>.

De acuerdo con los datos publicados por la CNMC<sup>33</sup>, más del 23% de la capacidad de generación en España estaba conectada a la red de distribución a principios de 2018. La figura siguiente muestra, para las diferentes tecnologías más frecuentemente conectadas a la red de distribución, el porcentaje de la capacidad instalada que se conecta a los diferentes niveles de tensión.

---

<sup>32</sup> La Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad define la generación distribuida como todas aquellas instalaciones de generación conectadas a la red de distribución. Esto incluye tanto las instalaciones de mediano tamaño conectadas directamente a la red, como aquellas de menor tamaño ubicadas en las instalaciones de consumidores finales para el autoconsumo.

<sup>33</sup> <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#ventasregimenespecial>

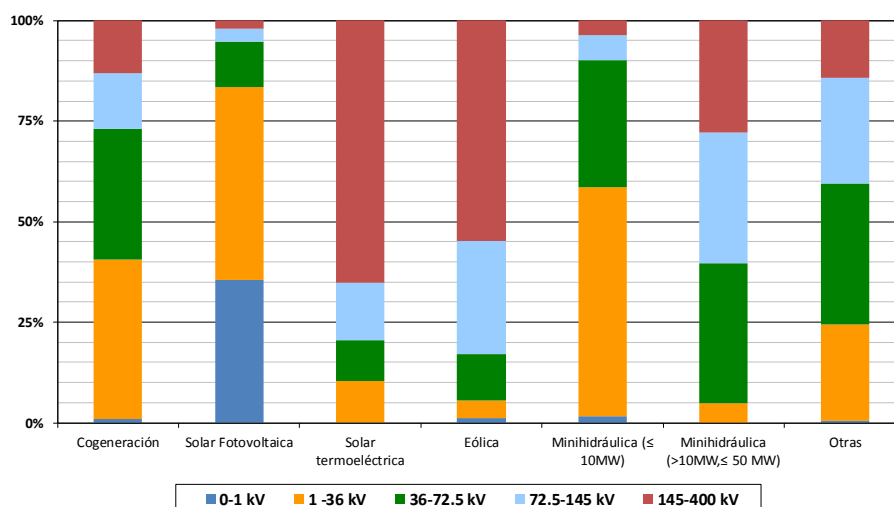


Figura 4-1: Porcentaje capacidad instalada de cada tecnología renovable en España por nivel de tensión (otras tecnologías incluye: biomasa, residuos, tratamiento de residuos e hidráulica marina). Fuente: elaboración propia con datos de (CNMC, 2018)

Otro de los cambios esperados en el futuro en la demanda eléctrica, tal y como se menciona en el capítulo anterior, es la electrificación del transporte por carretera. Este proceso ha de ir acompañado de un despliegue de la infraestructura necesaria, principalmente en la red de distribución, para la recarga de los vehículos eléctricos.

De hecho, pese a la limitada penetración de los vehículos eléctricos enchufables en España a día de hoy, ya existen numerosos puntos de recarga de vehículos eléctricos. De acuerdo con datos del observatorio europeo de combustibles alternativos (ver figura siguiente), el número de puntos de recarga ascendería a más de 5000 actualmente, de los cuáles aproximadamente el 85% son de recarga lenta (potencia menor a 22kW).

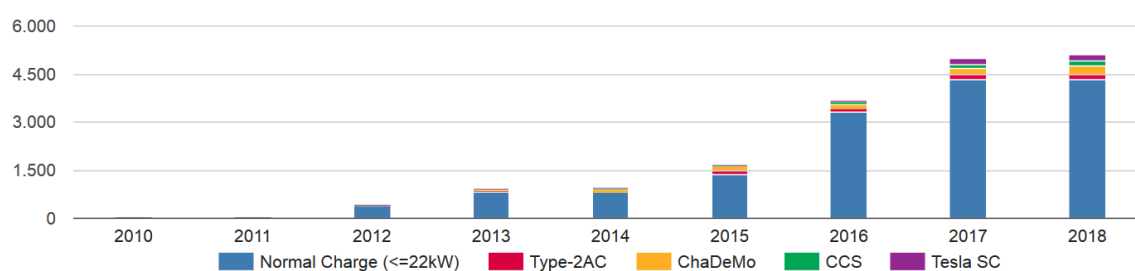


Figura 4-2: Evolución número de puntos de recarga de vehículo eléctricos en España. Fuente: EAFO (Observatorio Europeo de Combustibles Alternativos)<sup>34</sup>

La red de distribución se ha diseñado tradicionalmente para transmitir flujos de energía de forma unidireccional desde la generación centralizada hasta los consumidores finales. El comportamiento predecible y pasivo de la demanda junto con la baja presencia de generación distribuida permitía operar la red de distribución con bajos niveles de monitorización y control.

<sup>34</sup> <http://www.eafo.eu/>



Sin embargo, a medida que aumenta la presencia de estos recursos energéticos distribuidos (generación, demanda flexible, vehículos eléctricos, almacenamiento) se hace necesario un cambio sustancial en la forma en la que se diseñan y operan las redes eléctricas de distribución.

Una integración eficiente de los recursos distribuidos requiere un mayor grado de observabilidad y controlabilidad de la red, que permita la transmisión de flujos de energía en ambas direcciones de manera segura, así como la participación activa de los recursos distribuidos como proveedores de servicios al operador de la red. Este nuevo paradigma de planificación y operación de la red es lo que se conoce como redes de distribución inteligentes o “*smart grids*”, caracterizadas por un empleo masivo de equipos de electrónica de potencia, sensores, y tecnologías de la información y la comunicación (TICs). La necesidad de llevar a cabo esta transformación ha sido ampliamente reconocida en los países europeos, como pone claramente de manifiesto los datos recogidos en un informe publicado por la Comisión Europea (JRC, 2017). Dicho informe recoge hasta 950 proyectos de investigación y demostración llevados a cabo en Europa desde el año 2004 hasta 2015, que han supuesto casi 5,000 millones de euros de inversión acumulada distribuidos según se muestra en la figura siguiente.

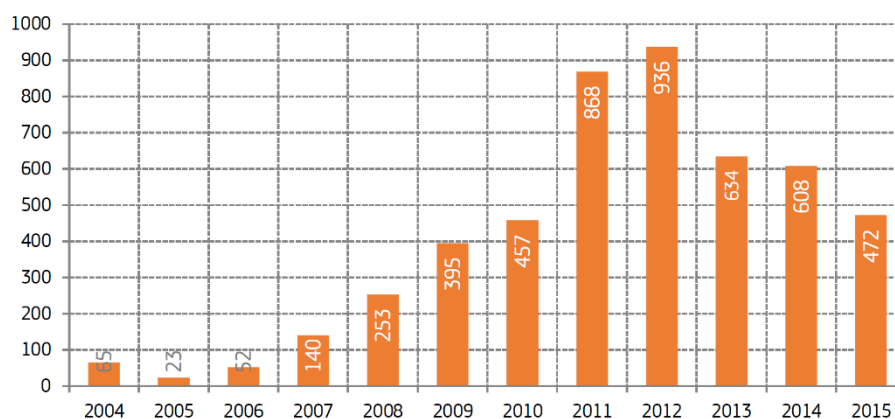


Figura 4-3: Inversión anual en proyectos de investigación y demostración en redes inteligentes (millones de euros). Fuente: (JRC, 2017)

En España se han dado importantes pasos para hacer las redes inteligentes una realidad. La evidencia más clara es el despliegue de contadores inteligentes que comenzó en el año 2007 y ha de terminar a finales de 2018. Según datos de la CNMC, a finales de 2016, segundo hito en el despliegue fijado en 2007, se habían sustituido más de 22 millones de contadores en España. Esto corresponde aproximadamente al 80% de los más de 27 millones de contadores que deben sustituirse hasta finales de 2018 (ver Figura 4-4). Las empresas distribuidoras han de integrar asimismo estos contadores en un sistema de telegestión, que permite realizar de manera remota y más eficiente operaciones como la lectura del contador, realizar cambios en la potencia contratada, o conectar y desconectar a los usuarios.

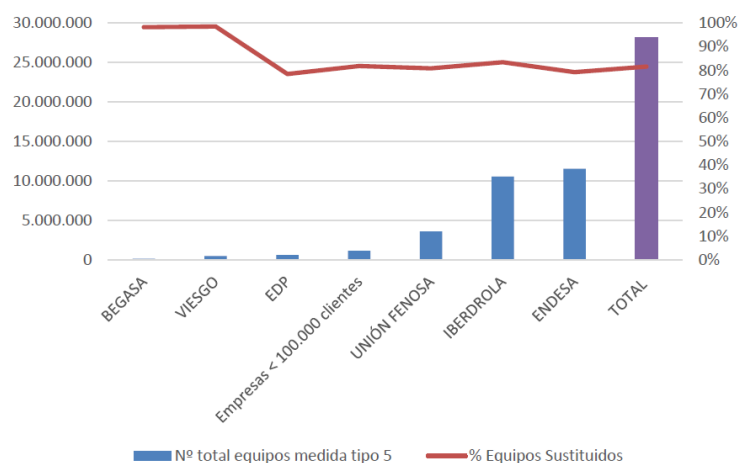


Figura 4-4: Número de contadores por empresa distribuidora y porcentaje de contadores sustituidos a 31/12/2016 (2º hito despliegue). Fuente: (CNMC, 2017).

Adicionalmente, pese a que aún queda mucho camino por recorrer para lograr desplegar un sistema de distribución verdaderamente inteligente, existen otras funcionalidades que ya han dado el salto desde los proyectos piloto al despliegue a gran escala. Entre ellas pueden mencionarse la automatización de los elementos de corte y maniobra (e.g. interruptores y seccionadores) para que, en caso de producirse una interrupción del suministro por un fallo en una línea, sea posible, en primer lugar, localizar el fallo mucho más rápidamente y, segundo, reconfigurar la red de manera automática o semiautomática para así minimizar el impacto de estas interrupciones sobre los consumidores finales. Otro ejemplo es la monitorización de las redes de baja tensión mediante la instalación de equipos de supervisión en los centros de transformación que, junto con la información recogida por los contadores inteligentes, permite identificar posibles incidencias en la red o detectar casos de fraude.

Es importante destacar que los principales retos a los que se enfrenta el despliegue de las redes inteligentes son de carácter económico y regulatorio, muchas veces relacionados con el gran número de instalaciones que conforman el sistema de distribución. Por ejemplo, las dos soluciones mencionadas anteriormente requieren modificaciones en los centros de transformación de media a baja tensión y la correspondiente infraestructura de telecomunicaciones. En España existen más de 315,000 de estos centros de transformación, número significativamente mayor que las aproximadamente 1,000 subestaciones que tiene la red de transporte.

No debemos olvidar que la actividad de distribución es considerada como un monopolio natural y por lo tanto es una actividad regulada. Por este motivo, los ingresos que reciben estas empresas, así como su interacción con otros agentes, fundamentalmente en lo relativo al acceso y conexión a la red, están sujetos a la supervisión regulatoria. En este sentido, los principales desafíos para esta transición se encuentran en el desarrollo de nuevos modelos de negocio y un marco regulatorio que envíe a los operadores de las redes y a los usuarios de las mismas las señales económicas apropiadas, y que asegure la necesaria coordinación entre los roles de los operadores del sistema de transporte y de la distribución (IRENA, 2017).

En el caso español, atendiendo a las disposiciones de la propuesta de Directiva incluida en el “Paquete de Energía Limpia” (Comisión Europea, 2017a), algunos de los elementos que presentan margen de mejora en la regulación actual, y que serán necesarios para alcanzar el sistema eléctrico del futuro descrito en este informe, son los siguientes:

- Retribución de la actividad de distribución de tal forma que asegure la suficiencia de la retribución para proveer el servicio de manera segura a la vez que se promueve un desarrollo eficiente del sistema de distribución, incluyendo la posible contribución de los recursos distribuidos como alternativa a refuerzos en la red.
- Procedimientos y cargos de acceso y conexión a la red de distribución que minimicen el tiempo necesario para la conexión de nuevos usuarios, elimine barreras innecesarias, y aumente la transparencia en la determinación de la capacidad de red disponible y los cargos correspondientes.
- Mecanismos que permitan que los recursos distribuidos provean de servicios de flexibilidad a las empresas de distribución de manera no discriminatoria y, en la medida de lo posible, basados en mecanismos de mercado.
- Procedimientos para el intercambio de información y la coordinación entre las distribuidoras y el operador de la red de transporte y operador del sistema, con objeto de integrar eficientemente los recursos distribuidos.

En cualquier caso, es importante recordar que estas redes inteligentes deben ser medios para alcanzar una mayor eficiencia operativa y una descarbonización eficiente, y no fines en sí mismos. La regulación y las señales e incentivos económicos para su desarrollo deben tener en cuenta este último aspecto.

Asimismo, la regulación ha de ser robusta y neutral frente a posibles escenarios futuros disruptivos altamente descentralizados resultado de la evolución tecnológica y las preferencias de los usuarios finales. Entre los elementos que podrían dar lugar a este tipo de escenarios se pueden mencionar: las microrredes interconectadas, las transacciones directas de energía entre particulares (“peer-to-peer”), los mercados locales, o las comunidades energéticas. El rol de la red de distribución sería actuar como una plataforma física donde se intercambiasen servicios energéticos, siendo los operadores de la red facilitadores de dichos servicios.

## **4.2 La red de transporte y el rol de las interconexiones**

### **Beneficios derivados de incrementar las interconexiones**

Las redes de transporte pueden contribuir a una mejor gestión del sistema eléctrico del futuro incrementando el nivel de integración entre distintas regiones, lo cual redundará en beneficios de distinto tipo. De Entre los beneficios derivados del refuerzo de las interconexiones entre sistemas, caben destacar los siguientes:

- En primer lugar, se permite incrementar la eficiencia del despacho, ya que se posibilita el reemplazo de producción eléctrica más cara, por otra más económica. De este modo, se producirá un incremento de la cantidad de energía eléctrica de origen renovable producida en una parte, o región, del sistema que será consumida en otras. Esto resultará en un mejor aprovechamiento de la producción de la generación renovable, especialmente la no gestionable.
- Por otro lado, unas regiones podrán prestar apoyo a otras cuando la seguridad de suministro en éstas últimas se vea comprometida, lo cual resultará en un incremento de la seguridad de suministro en el sistema europeo en su conjunto y en cada uno de los sistemas nacionales que lo componen.
- Por último, para el cumplimiento de los objetivos medioambientales, se podría justificar el desarrollo de cantidades relevantes de generación renovable en aquellas regiones donde ésta alcance mayores niveles de eficiencia, pues su producción podrá ser aprovechada, absorbida, no sólo por la región donde esta generación se instale, sino, en gran medida, también por otras regiones (Olmos et al., 2018).

Pero los refuerzos de red pueden tener también efectos negativos. Así, éstos pueden tener un impacto medioambiental relevante, lo cual puede generar oposición social a su construcción. Con vistas a vencer la oposición social a la construcción de nuevas interconexiones y refuerzos a la red, se pueden llevar a cabo campañas de concienciación sobre los beneficios que se espera estas infraestructuras aporten.

La construcción de refuerzos a la red de transporte, en general, y de interconexiones entre sistemas, en particular, cobra sentido cuando los beneficios positivos netos que producen estos refuerzos son superiores al coste de los mismos (Bañez et al., 2017a).

### **Una capacidad de interconexión insuficiente a día de hoy y los objetivos futuros de la Comisión Europea**

A pesar de los beneficios que puede aportar la integración entre los sistemas nacionales en Europa, tradicionalmente, las redes de éstos se han desarrollado con la idea de satisfacer la demanda y necesidades de cada uno de ellos de manera, eminentemente, local. De este modo, la capacidad de interconexión eléctrica entre sistemas en Europa resulta, en la actualidad, claramente insuficiente. Es más, está previsto que las necesidades de inversión en la red aumenten con el paso del tiempo. En otras palabras, incrementar la capacidad de muchas de las interconexiones en Europa, resultaría en unos beneficios significativamente mayores que los costes de los refuerzos de red a llevar a cabo.

Así, de acuerdo a (Held et al., 2018), en el horizonte 2030, alcanzar un desarrollo óptimo del sistema eléctrico europeo requeriría de la construcción de entre 35 y 70 GW de capacidad de transporte adicional, correspondientes a entre 10,000 y 19,000 GW\*km de nuevas líneas, dependiendo del escenario considerado para la evolución del sistema. En el horizonte 2050, la nueva capacidad a construir hasta ese momento se incrementa hasta entre 190 y 320 GW, correspondientes a entre 50,000 y 85,000 GW\*km de nuevas líneas. Estas inversiones permitirían el establecimiento de nuevos intercambios de energía entre regiones de Europa, en general, y entre sistemas nacionales, en particular. Tal y como se indica en numerosos estudios

(Holz and von Hirschhausen, 2013; ECF, 2010; Comisión Europea, 2011; Couckuyt et al., 2015; Gaxiola, 2012), buena parte de las necesidades de nuevos desarrollos de red tienen que ver con la instalación, e integración en el sistema, de nueva generación renovable, que puede llegar a ser más abundante en aquellas regiones de Europa que cuentan con un mayor potencial renovable a un coste económico. Éstas últimas incluyen buena parte del territorio español. Fruto de la construcción de estos refuerzos de red, los intercambios de energía entre la Península Ibérica y el resto del sistema europeo se podrían ver incrementados sustancialmente. Así, de acuerdo a (Held et al., 2018), para un sistema eléctrico óptimamente desarrollado, el intercambio medio de energía entre los sistemas de España y Francia, en un sentido u otro, a lo largo del año podría situarse, en el año 2030, entre los 6000 y 8500MW en función del escenario considerado. En el año 2050, los intercambios medios se situarían entre 8000 y 12000MW.

En este contexto, la Comisión Europea está promoviendo el aumento de la capacidad de interconexión eléctrica entre los estados miembros. Para ello ha fijado un objetivo (indicativo) para la capacidad de intercambio entre países de al menos el 10% de la capacidad instalada de generación en 2020, y ha propuesto alcanzar el 15% en 2030 (CE, 2017). Actualmente, la Península Ibérica tiene una capacidad de interconexión con Francia inferior al 5% de la potencia instalada.

Tal y como se discute posteriormente, a la hora de conseguir la construcción de grandes infraestructuras de red beneficiosas para el sistema, se habrá de prestar especial atención a la distribución de los beneficios positivos y negativos generados por estos proyectos. La asignación del coste de estos proyectos habrá de estar guiada por esta distribución. Es más, la existencia de grupos de población o sociales perjudicados por estos refuerzos puede requerir del establecimiento de compensaciones a los mismos y, eventualmente, a determinados países que, como casos aislados, se pudiesen ver perjudicados por la construcción de una nueva interconexión o refuerzo de la red transporte regional (Olmos et al., 2018).

### **Opciones para incrementar el nivel de interconexión entre países**

Caben dos posibilidades para el desarrollo de las interconexiones entre los sistemas nacionales y la red de transporte europea en su conjunto: la construcción de refuerzos incrementales a la red ya existente, o la construcción de una nueva superred europea mallada que se superponga a la ya existente (Couckuyt et al., 2015).

En escenarios de evolución del sistema eléctrico en que primase claramente el uso de recursos energéticos y soluciones distribuidas, el nivel resultante de intercambios de energía entre áreas, o regiones, no justificaría, probablemente, el desarrollo de una superred transnacional, sino la construcción de refuerzos incrementales de la red ya existente. Ejemplo de este tipo de refuerzos son el ya realizado de la interconexión entre los sistemas español y francés mediante un enlace

subterráneo; o el que está previsto se emplee en el futuro para reforzar, en mayor medida, esta interconexión mediante un enlace, en parte submarino, que cruce el Golfo de Vizcaya<sup>35</sup>.

Si la evolución futura del sistema europeo condujese a la construcción de grandes desarrollos de generación de tipo renovable localizados en determinadas áreas, o regiones, del continente, o en otras alledañas como el norte de África y Oriente Medio, podría adquirir sentido la implantación de una gran superred europea. Esta superred permitiría fortalecer la interconexión de España con otros sistemas europeos y, posiblemente, con el norte de África. Sin embargo, las dificultades encontradas en estos últimos años para la implantación de grandes desarrollos de generación en el Norte de África y Oriente Medio han alejado la posibilidad de que una red como ésta permita conectar África, Asia y Europa en el medio-largo plazo.

### **La necesidad de determinar los beneficios a escala regional**

Determinar los beneficios que se espera genere un refuerzo a la red de transporte no es una tarea sencilla. En el caso de los refuerzos de la red de transporte transfronteriza, y de las interconexiones en particular, los beneficios resultantes no corresponderán a un único sistema nacional, sino a varios, y no necesariamente sólo a aquellos en que el refuerzo a construir estará localizado. Por tanto, la determinación de estos beneficios, con vistas a decidir sobre la conveniencia de la construcción de refuerzos a las interconexiones, deberá involucrar, directa o indirectamente, a todos los países afectados por los refuerzos propuestos (a través de asociaciones que representen a todos estos sistemas, como ENTSO-e, representando a los operadores de los sistemas eléctricos nacionales, o ACER, representando a los reguladores nacionales). Deberá, pues, aumentar la coordinación en la toma de decisiones sobre la planificación de la expansión de las interconexiones en Europa y, en particular, para las que se construyan entre España y sus vecinos (De Clercq et al., 2015). La figura siguiente muestra el conjunto de refuerzos incluidos en el plan de expansión actualizado de la red de transporte eléctrica europea desarrollado con un horizonte de 10 años por ENTSO-e y ACER (Ten Year Network Development Plan, o TYNDP).

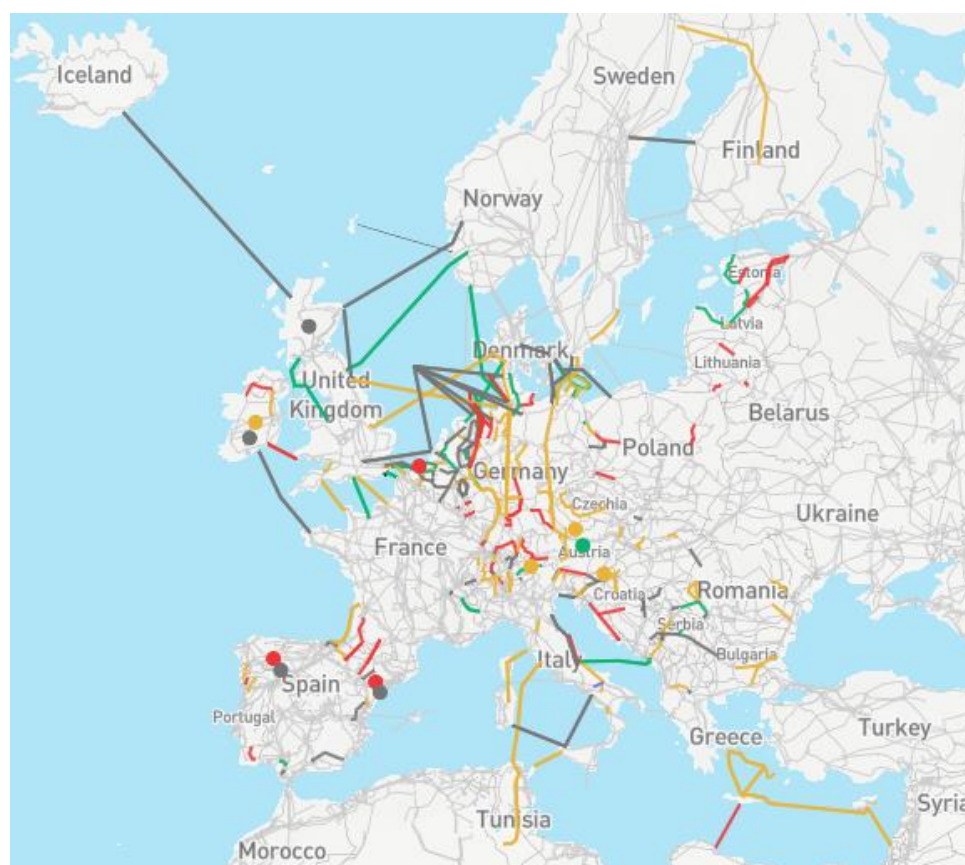
Adicionalmente, el cálculo de los beneficios que proporciona cada uno de los nuevos refuerzos a las interconexiones estará sujeto a numerosas incertidumbres. Estos beneficios dependerán, entre otras cosas, de la evolución que se considere para el desarrollo de nueva generación renovable y la demanda en los distintos países y áreas, de la evolución de los precios de los combustibles, o de otros refuerzos de red que se construyan<sup>36</sup>.

---

<sup>35</sup> Para una descripción de ambos proyectos de interconexión del sistema español con Francia, consultar <http://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/nueva-interconexion-electrica-con-francia> y <http://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/interconexion-electrica-submarina-con-francia>.

<sup>36</sup> Se ha de tener en cuenta que los beneficios proporcionados por un refuerzo de red podrán aumentar con otros que complementen a los primeros, o disminuir con refuerzos que puedan desempeñar, en parte, una función similar (Bañez et al., 2017b).





--- En construcción; --- Reuniendo permisos; --- Planificados pero sin permisos;  
 --- Bajo consideración; --- Refuerzos Encargados

Figura 4-5: Principales refuerzos a la red de transporte europea incluidos en el TYNDP 2018. Fuente: ENTSO-e

Pero no sólo la determinación adecuada de los beneficios globales proporcionados por las interconexiones cobra una especial relevancia, sino también la determinación del reparto que tiene lugar de estos beneficios entre los distintos sistemas nacionales, es decir, qué países se benefician de una nueva interconexión y en qué medida. El reparto del coste de construcción, operación, y mantenimiento de las interconexiones se deberá llevar a cabo de acuerdo a los beneficios netos que se espera cada país obtenga de ellas, de lo contrario podría haber países que se opongan a su construcción (Olmos et al., 2018). La asignación eficiente del coste de los grandes refuerzos de red como los de las interconexiones (en función de la distribución de los beneficios que generan), se puede implantar mediante procesos de negociación multilaterales entre los sistemas afectados. Si estos procesos fallan para el caso de proyectos considerados altamente prioritarios, esta asignación podría ser decidida centralizadamente a nivel europeo (por parte de organismos como ACER y ENTSO-e) mediante la aplicación de un método predefinido de cálculo de la distribución de los beneficios generados por estos refuerzos.

### 4.3 Referencias

Bañez, F., L. Olmos, A. Ramos, J.M. Latorre, 2017a. “Estimating the benefits of transmission expansion projects: an Aumann-Shapley approach”. *Energy*. vol. 118, pp. 1044-1054, Enero 2017.

Bañez, F., L. Olmos, A. Ramos, J.M. Latorre, 2017b. “Beneficiaries of transmission expansion projects of an expansion plan: an Aumann-Shapley approach”. *Applied Energy*. vol. 195, pp. 382-401, Junio 2017.

Comisión Europea, 2017a. “Propuesta de directiva del parlamento europeo y del consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (versión refundida). CORRIGENDUM”. Bruselas, 23.2.2017 COM(2016) 864 final/2, 2016/0380 (COD).

Comisión Europea, 2017b. “Towards a sustainable and integrated Europe”. Informe del Grupo de Expertos de la Comisión Europea sobre Objetivos de Interconexión Eléctrica. Noviembre de 2017.

Comisión Europea, 2011. Energy Roadmap 2050: COM(2011) 885 final. Informe de la Comisión Europea. Disponible en <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?Uri=CELEX:52011DC0885&from=EN>.

Couckuyt, D., D. Orlic, K. Bruninx, A. Zani, A. Leger, E. Momot, N. Grisey (2015). “Deliverable 2.3: System simulations analysis and overlay-grid development”. Informe del proyecto e-Highway 2050 dentro del 7º PM de la Comisión Europea.

CNMC, 2017. “Informe sobre el cumplimiento del segundo hito del plan de sustitución de contadores”. 14 de septiembre de 2017. INF/DE/063/17

CNMC, 2018. “Información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial. Contiene información hasta marzo de 2018”. 29 de junio de 2018. Disponible en <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#ventasregimenespecial>

De Clercq, B., C. Ruiz Prada, M. Papon, B. Guzzi, S. Ibba, M. Pelliccioni, J. Sijm, A. Van Der Welle, K. De Vos, D. Huang, M. Rivier, L. Olmos, M. Golshani, G. Taylor, Y. Bhavanam (2015). “Deliverable 5.1: Towards a governance model for the European electricity transmission network in 2050”. Informe del proyecto e-Highway 2050 dentro del 7º PM de la Comisión Europea.

ECF (2010). “Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon, Europe. Volume I: technical and economic assessment”. Informe de la European Climate Foundation. April 2010. ([http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1\\_fullreport\\_PressPack.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf)). (Consultado el 3 December 2016).



Gaxiola, E. (2012). “The Future Energy Power Transmission Grid in Europe in 2050”. Comunicación del Proyecto del 7 PM de Comisión Europea Irene-40.eu. Dentro del Seminario RGI “Need for Grids”. Hannover, Alemania. 22 de Junio de 2012.

Gobierno de España, 2016. “Marco de acción nacional de energías alternativas en el transporte. Desarrollo del mercado e implantación de la infraestructura de suministro”. Grupo Interministerial Para La Coordinación Del Marco De Acción Nacional De Energías Alternativas En El Transporte. 14 de octubre de 2016.

Held, A., M. Ragwitz, F. Sensfuss, G. Resch, L. Olmos, A. Ramos, M. Rivier. “How can the renewables targets be reached cost-effectively? Policy options for the development of renewables and the transmission grid”. Energy Policy. vol. 116, pp. 112-126, Mayo 2018.

Holz, F., Cv. Hirschhausen. 2013. “The infrastructure implications of the energy transformation in Europe until 2050 - Lessons from the EMF28 modeling exercise”. Climate Change Economics. | vol. 04, No. supp01, 1340006. <http://dx.doi.org/10.1142/>. 2013.

IRENA, 2017. “Adapting market design to high shares of variable renewable energy”. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

JRC, 2017. “Smart grid projects outlook 2017: facts, figures and trends in Europe”. Flavia Gangale, Julija Vasiljevska, Catalin Felix Covrig, Anna Mengolini, and Gianluca Fulli. Joint Research Centre.

Olmos, B., M. Rivier, I.J. Pérez-Arriaga (2018). “Transmission expansion benefits: the key to redesigning the regulation of electricity transmission in a regional context”. Economics of Energy & Environmental Policy. vol. 7, no. 1, pp. 47-62, Marzo 2018.



## 5. Retos técnicos y soluciones para la operación de un sistema eléctrico con alta penetración renovable

Como se analizó en el capítulo 2, las tecnologías renovables que se espera constituyan el eje del sistema eléctrico español son la energía solar fotovoltaica y la energía eólica. Estas tecnologías son de coste variable cercano a cero, poco gestionables y de predictibilidad limitada en el corto y medio plazo.

Dichas características hacen necesarios cambios en la operación del sistema, afectan a las señales del mercado (precios) y, por último, modifican las decisiones de planificación de medio y largo plazo. Los impactos de la generación renovable en el sistema español se han observado claramente en los últimos años con los niveles de capacidad actuales, pero éstos se exacerbarán en el futuro con mayores niveles de penetración.

Por un lado, una alta penetración de energía renovable reduce las horas de utilización de las centrales térmicas, que se ven desplazadas cuando hay producción de bajo coste variable. El efecto de este desplazamiento de la producción térmica se traduce en una reducción del precio del mercado en las horas en las que la renovable está disponible, tal y como se ilustra de forma general en la figura inferior. Esto es lo que se conoce como el efecto “orden de mérito” (*merit order effect* en inglés).

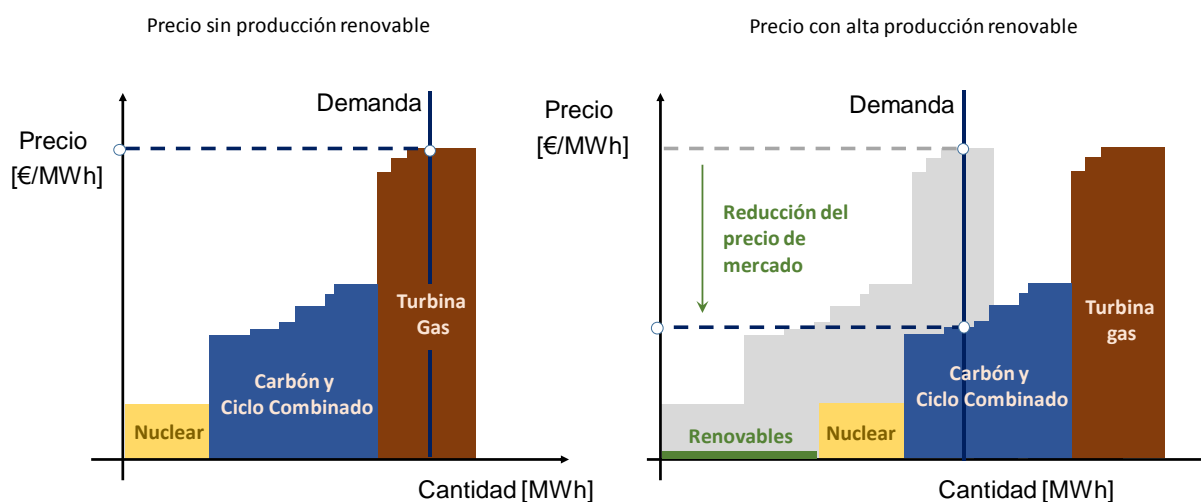


Figura 5-1.- Ilustración del efecto “orden de mérito” en una determinada hora. Fuente: elaboración propia.

El efecto de la renovable sobre los precios del mercado se ilustra en la figura inferior, en la que se ha representado el precio medio horario en el mes de abril en los años 2006, 2011 y 2016, donde el nivel de penetración de renovable era respectivamente del 27%, 54% y 87%. La reducción del precio que se puede observar se debe en gran medida a este incremento en la penetración de renovables (aunque también hay otras causas detrás de estas variaciones).

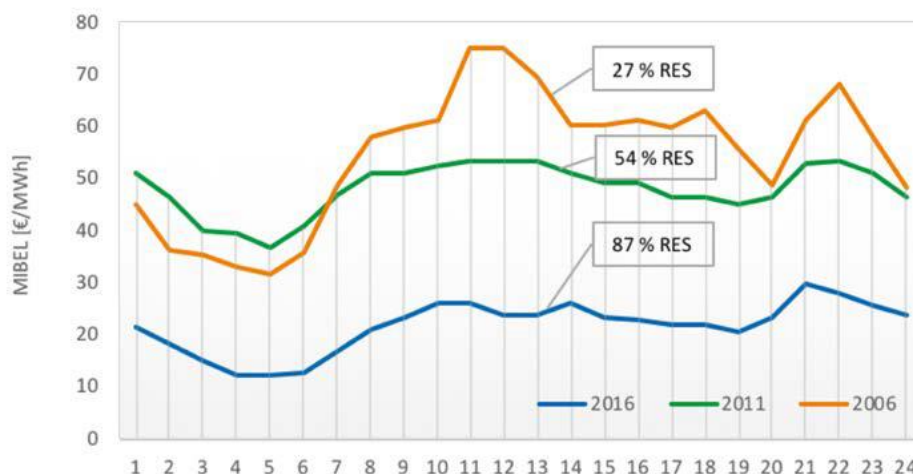


Figura 5-2. Precio medio en los días laborables de abril en 2011, 2006 y 2016. Fuente: (Medeiros & Sedoiro, 2018)

A su vez, el ciclado<sup>37</sup> de las plantas térmicas se vuelve mucho más frecuente. Esto incrementa el desgaste y el coste asociado a la producción térmica. En la Figura 5-3 se puede observar esta mayor necesidad de parar y arrancar grupos para funcionar un número reducido de horas en presencia de renovables.

En este caso en particular, se ve cómo la generación renovable no deja prácticamente hueco térmico durante la madrugada, limitando la producción de los ciclos combinados a tan solo 195 MW. Sin embargo, la situación cambia unas horas después, donde hacen falta 12839 MW de producción de los ciclos combinados para suministrar la punta de demanda de la noche del mismo día.

Cuando el ciclado anterior se vuelva en el futuro más extremo, podrán aparecer puntas de precio elevadas durante las horas de mayor requerimiento térmico. Esto puede ocurrir cuando, por ejemplo, una central térmica tenga que arrancar para producir sólo durante dos horas (el precio tendrá que ser elevado en esas dos horas para que la planta pueda recuperar su coste de arranque y su coste variable en dicho periodo).

<sup>37</sup> El ciclado de una planta térmica se refiere al ciclo de arranque, producción y parada.

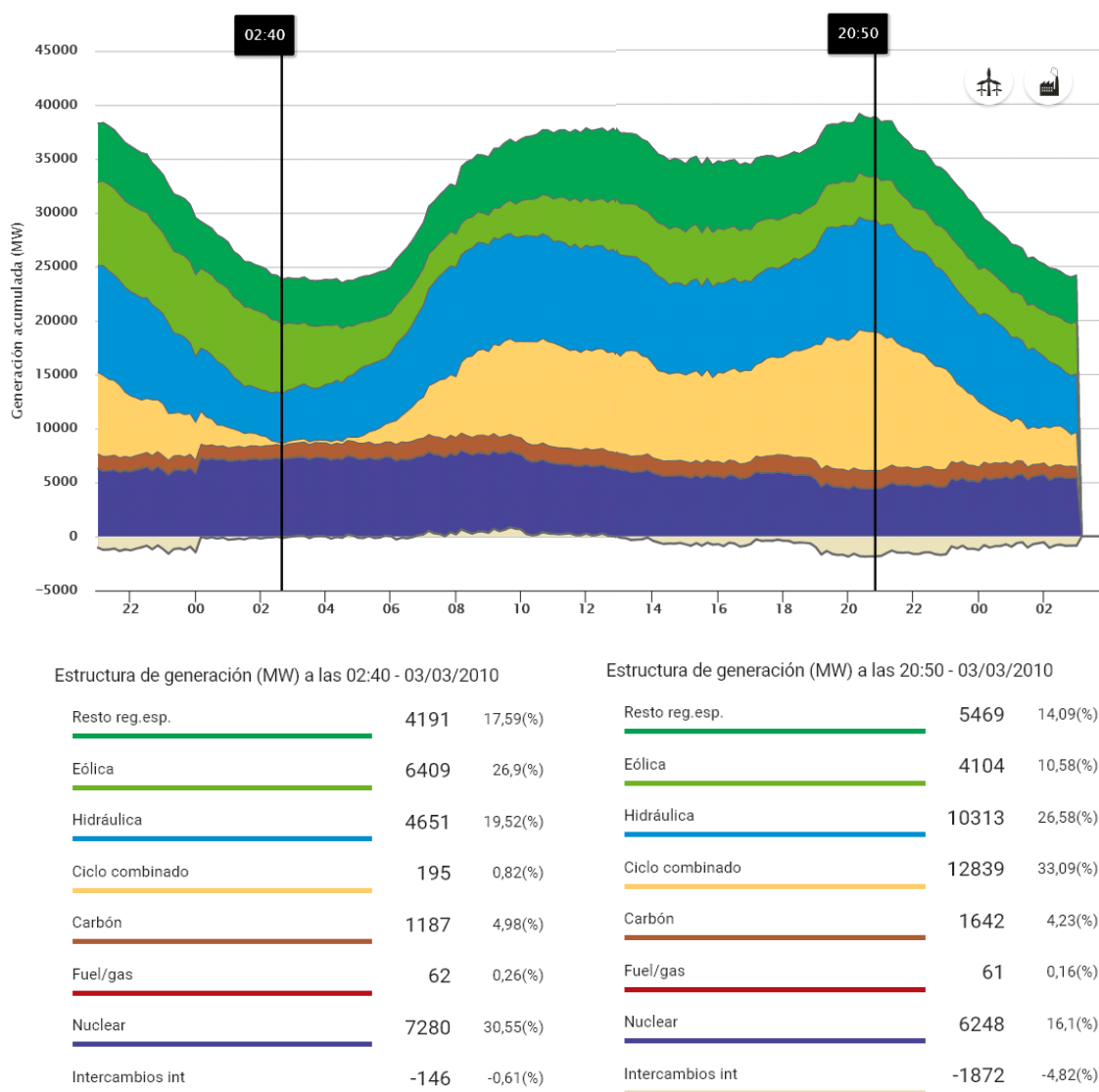


Figura 5-3.- Ilustración del aumento del ciclado de las plantas térmicas. Producción el 3-3-2010. Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es)

Por otro lado, la generación renovable no está siempre disponible, y esto implica que hará falta también generación de respaldo que pueda producir durante los periodos en los que no hay suficiente producción renovable. Este respaldo puede ser proporcionado también por el almacenamiento o por la demanda flexible.

Además, la generación renovable tiene que complementarse también con generación adicional de ciertas características técnicas para garantizar la seguridad de suministro el corto plazo (rampas y reservas) y en el muy corto plazo en todo momento (para mantener la tensión y la frecuencia dentro de un cierto rango).

Analizamos primero los requisitos de respaldo de producción y las necesidades en el corto plazo, y posteriormente los de seguridad de suministro de muy corto plazo.

## 5.1 Necesidad de producción de respaldo

El respaldo de producción, que como se acaba de mencionar puede ser proporcionado también por el almacenamiento o por la demanda flexible, será necesario para cubrir los huecos en la disponibilidad de la renovable a lo largo del día, de la semana y ciertos periodos estacionales.

En el caso español, cabe destacar que la solar fotovoltaica no contribuye a suministrar la punta del sistema (que se produce durante la noche en invierno) y que el periodo del anticiclón invernal limita durante un periodo de cierta duración la disponibilidad de recursos renovables. Estos huecos de producción, si la demanda flexible o el almacenamiento no son suficientes, tendrán que ser cubiertos bien por centrales térmicas o por las centrales hidráulicas.

El respaldo térmico puede basarse en centrales térmicas existentes, pero seguramente necesitará nuevas inversiones. Estas nuevas inversiones pueden utilizar distintas tecnologías: ciclos combinados o ciclos abiertos de gas, biogas o de biomasa, solar termoeléctrica...pero en todo caso deberán contar con combustibles almacenables y características técnicas que permitan la gestión flexible.

El respaldo hidráulico puede provenir de la gran hidráulica regulable o de los bombeos hidráulicos. En el caso de la hidráulica regulable esto podría implicar un cambio en su operativa, para lo que sería necesario que las señales de precio del mercado reflejaran su contribución potencial a dar fiabilidad al sistema.

El respaldo térmico (no necesariamente de gas natural, como ya se ha mencionado) es fundamental para producir en las pocas horas de punta del sistema, y durante el anticiclón invernal. El almacenamiento (baterías, bombeos reversibles, o el almacenamiento de las centrales solares termoeléctricas) pueden contribuir a reducir el primer problema (las puntas del sistema), pero pueden no ser capaces de proporcionar completamente el almacenamiento de carácter estacional que será necesario. La gestión de la hidráulica regulable podría contribuir a gestionar los dos problemas, aunque determinar dicha contribución requiere de estudios más profundos.

Como un ejemplo y primera aproximación a la determinación de las necesidades de respaldo, en los escenarios analizados a 2050 en (Rivier et al, 2017) con modelos que simulan el despacho eléctrico, se observa cómo será necesaria la construcción de nueva potencia adicional de respaldo del sistema (como por ejemplo la proporcionada por los ciclos abiertos de gas). En la figura siguiente se muestra la evolución de dichas inversiones por tecnología para dos escenarios en cuanto al cierre de las nucleares: (1) cierre a 40 años (el cierre de cada central nuclear se produce al término de su vida de explotación comercial, es decir, 40 años) y (2) cierre ordenado (donde la vida de explotación se alarga hasta los 56 años de media, para permitir un desmantelamiento progresivo de las centrales).

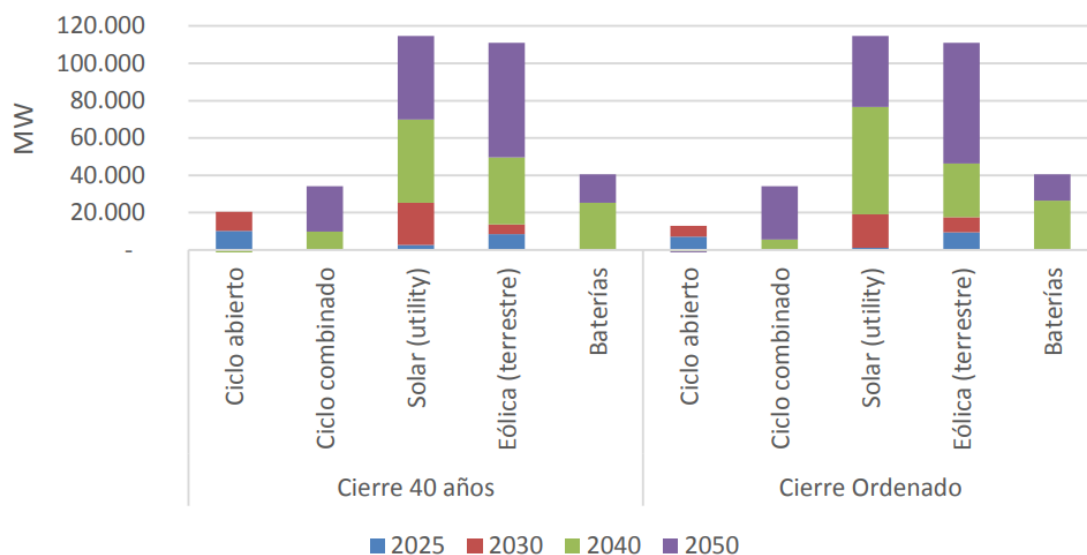


Figura 5-4.- Inversiones en MW por tecnología para un 2% de crecimiento de demanda. Comparativa de dos escenarios relativos a la evolución del cierre de las centrales nucleares (40 años y cierre ordenado). Fuente (Rivier et al, 2017)

Estas cifras son similares a las obtenidas en otros ejercicios, como en (Linares et al, 2018), o en (Economics for Energy, 2017), aunque evidentemente dependen, fundamentalmente, de los supuestos de crecimiento de la demanda eléctrica y de la potencia instalada de energías renovables. Con crecimientos más limitados de la demanda las necesidades de generación de respaldo se reducen, evidentemente, pudiendo por ejemplo no necesitarse en 2030 si se mantiene la generación nuclear. En 2050, en cambio, siempre aparece la necesidad de generación de respaldo.

Todas las simulaciones realizadas también indican que el potencial de la gestión activa de la demanda (al menos en niveles que se consideran realistas), y de las interconexiones, no serían suficientes por sí mismos para lograr una operación segura del sistema, por lo que la generación de respaldo (y en particular las centrales de gas) seguirán jugando un papel relevante en el medio plazo.

## 5.2 Necesidad de reservas y flexibilidad

Por otra parte, los recursos intermitentes presentan también gran **variabilidad** dentro del día. Para poderla gestionar será necesario complementarla con generación **flexible** (ver capítulo 2), tecnologías de almacenamiento<sup>38</sup> desplegadas a gran escala (baterías o vehículos eléctricos, termosolar solar con almacenamiento) o también demanda flexible. Mención aparte, merece el

<sup>38</sup> Actualmente este tipo de almacenamiento se dimensiona para ser capaz de almacenar energía durante pocas horas por su elevado coste de inversión. Se trata de un almacenamiento de ciclo diario.

papel de la generación hidráulica regulable y el bombeo<sup>39</sup> que son tecnologías ya existentes y competitivas para facilitar la gestión de la variabilidad del recurso intermitente.

Otra característica intrínseca de la generación renovable es su **incertidumbre** en el corto plazo. Para protegerse frente a dicha incertidumbre se proveen las reservas de operación, es decir, potencia que debe estar disponible para consumir (alternativamente, dejar de consumir) o producir (dejar de producir) en cualquier hora del día. Dichas reservas de operación con diferentes intervalos temporales de despliegue deberán dimensionarse teniendo en cuenta las principales fuentes de incertidumbre: la demanda, la generación renovable o la generación térmica convencional. En España, el error en la predicción de la demanda es pequeño (alrededor de un 2%), mayor en el caso de la generación solar y más elevado todavía en el caso de la generación eólica (hasta 10-15% para las horas más alejadas del momento de la casación del mercado<sup>40</sup> y es de esperar que disminuya paulatinamente en el futuro). La provisión de las reservas se podrá hacer con generación térmica convencional, con generación hidráulica, con dispositivos de almacenamiento o, en última instancia, con mecanismos de gestión activa de la demanda como la interrumpibilidad o el desplazamiento de la misma o la reducción de la producción eólica o solar.

### 5.3 Seguridad de muy corto plazo

La seguridad a muy corto plazo de un sistema eléctrico se define como la capacidad del mismo para soportar perturbaciones<sup>41</sup> que pueden ocurrir manteniendo dentro de márgenes aceptables la tensión y la frecuencia.

La seguridad a muy corto plazo del sistema eléctrico se mantiene, principalmente, mediante los generadores convencionales (térmicos –carbón, gas, nuclear- e hidráulicos). Los sistemas de regulación de dichos generadores detectan las variaciones de tensión y frecuencia y modifican su producción de energía para reducir o eliminar las citadas variaciones. Por supuesto, los generadores deben tener la capacidad de subir su producción y para ello deben tener combustible o agua disponible. Además, los generadores convencionales son grandes masas giratorias que

---

<sup>39</sup> El bombeo hidráulico en España tiene capacidad para almacenar energía con ciclo diario, semanal o estacional. Actualmente hay planes previstos de instalar una mayor capacidad de almacenamiento hidráulico en el sistema español.

<sup>40</sup> Aunque con 5 horas de antelación los errores bajan al 5-8%.

<sup>41</sup> En un sistema eléctrico pueden ocurrir grandes perturbaciones como un cortocircuito en una línea por la caída de un rayo o la desconexión de una línea, transformador o generador o la conexión de una gran carga. La variación normal de la carga es un ejemplo de una pequeña perturbación. Aunque los conceptos de grandes y pequeñas perturbaciones pueden parecer vagos, la literatura técnica ha establecido condiciones matemáticas rigurosas para poder distinguirlas (Kundur et al, 2004).



almacenan grandes cantidades de energía cinética, lo cual asegura la inercia necesaria que permite absorber los efectos de las perturbaciones.

En un sistema eléctrico con presencia mayoritaria de fuentes energía renovable, eólica y fotovoltaica, conectada a la red eléctrica a través de convertidores electrónicos de potencia, en lugar de directamente a través de máquinas síncronas como lo hace la generación convencional, se presentan retos para el mantenimiento de la seguridad de suministro a corto plazo<sup>42</sup>.

### **5.3.1 Retos de la presencia masiva de generación renovable**

Existe un consenso en la industria sobre cuáles son los retos más relevantes que presenta la penetración masiva de renovables para el mantenimiento de la seguridad del sistema en el corto plazo<sup>43</sup>

- La carencia de inercia y su impacto en la regulación de frecuencia del sistema.
- Su carácter distribuido (son fuentes distribuidas en lugar de centralizadas) y su impacto en la regulación de tensión de la red de transporte.
- Su baja contribución a las corrientes de cortocircuito y su impacto en la protección de los elementos de la red.

Este apartado establece el origen de los retos y los formulará en forma de preguntas. En el siguiente apartado se dará la respuesta a esas preguntas.

#### **La regulación de frecuencia del sistema con una penetración masiva de renovable**

En un sistema eléctrico, la generación y la demanda deben ser iguales en todo momento. La frecuencia proporciona una medida indirecta del equilibrio entre generación y demanda. Si se produce un desequilibrio entre generación y demanda, la frecuencia cambia. Mas es aún, cuando se produce la desconexión de un generador, la frecuencia cae con una pendiente proporcional a la potencia del generador desconectado y de la inercia del sistema (energía cinética de rotación de los rotores de los generadores síncronos que están acoplados a la red). La caída de la frecuencia

---

<sup>42</sup> La energía cinética almacenada en los rotores de los generadores eólicos está aislada de la red por sus convertidores electrónicos. La generación fotovoltaica no tiene ninguna masa giratoria que almacene energía cinética. Por tanto este tipo de generación exhibe una respuesta dinámica diferente de la generación convencional. Una adecuada respuesta dinámica de la generación es clave para mantener la seguridad de suministro en el muy corto plazo (segundos a minutos).

<sup>43</sup> Ver por ejemplo la conferencia plenaria impartida por un directivo del operador del sistema eléctrico irlandés en la 20th PSCC (Dudurych, 2018).

provoca la reacción de la regulación primaria de los generadores para que éstos aumenten su generación y así compensen la generación perdida<sup>44</sup>.

El valor final de la variación de frecuencia depende de la magnitud de la generación perdida en relación con la generación acoplada a la red que presta el servicio de regulación primaria (en el sistema peninsular español todos los generadores convencionales acoplados deben prestar dicho servicio). El valor máximo de la variación de frecuencia depende de la pendiente de la caída de la frecuencia y de la rapidez con la que los generadores convencionales acoplados incrementan su generación (como respuesta a la caída de la frecuencia). Por tanto, cuánto más rápidamente incrementen su generación los generadores al caer la frecuencia, menor será la máxima variación de frecuencia.

En el sistema peninsular español, es importante resaltar que gracias a la interconexión con Francia la dinámica de la frecuencia no sólo está determinada por el propio sistema peninsular español, sino también por el sistema continental europeo en su conjunto<sup>45</sup>.

Como se ha dicho, los rotores de los generadores eólicos no contribuyen hoy por lo general a la inercia del sistema ya que su energía cinética está aislada de la red por sus convertidores electrónicos. La generación fotovoltaica no tiene ninguna masa giratoria que almacene energía cinética, por lo tanto, tampoco contribuyen.

La reducción de la generación síncrona acoplada se traduce en la reducción de la inercia del sistema. La reducción de la inercia se traduciría en un aumento de la pendiente de caída de la frecuencia en caso de la desconexión no programada de un grupo generador y, por tanto, en un aumento de la máxima variación de frecuencia. Las preguntas que surgen son ¿hasta cuándo podrá reducirse la inercia del sistema debido al aumento de la penetración de la generación

---

<sup>44</sup> La frecuencia debe encontrarse en una banda estrecha: entre 47.5 Hz y 51.5 Hz en el sistema continental europeo (EC, 2016). Si la frecuencia saliera de esa banda los generadores acoplados a la red se desconectarían para protegerse de daños que pudieran llegar a ser catastróficos.

Dos parámetros resumen la evolución temporal de la frecuencia en caso de la desconexión no programada de un generador: el valor final (en régimen permanente) y el valor máximo (durante el transitorio) de la variación frecuencia: 200 mHz y 800 mHz, respectivamente, en el sistema continental europeo (EC, 2017). Si la variación de frecuencia fuera superior a 800 mHz se activarían los esquemas de deslastre de cargas para proteger la integridad del sistema y evitar llegar al límite de 47.5 Hz.

<sup>45</sup> Cuando se produce la desconexión no programada de un generador en el sistema peninsular español, en los primeros segundos, entre el 80 y el 90% de la generación perdida (esa es la relación entre la generación convencional acoplada en el sistema peninsular español y la generación convencional acoplada en el sistema continental europeo) es suministrada por el sistema continental europeo a través de la interconexión con Francia. El sistema continental europeo ha sido diseñado para que en caso de la desconexión no programada de la mayor central de generación del sistema (3000 MW en Francia), la variación de frecuencia no llegue a 800 mHz. En ese caso los generadores convencionales acoplados en el sistema peninsular español deben aumentar su generación en aproximadamente 400 MW.

renovable sin que se alcance la máxima variación de frecuencia admisible de 800 mHz<sup>2</sup>, más aún, ¿es posible que el sistema funcione sólo con fuentes renovables que no aporten inercia?

Además, las centrales convencionales determinan hoy por hoy la frecuencia de funcionamiento del sistema llamada frecuencia de sincronismo<sup>46</sup>. Por el contrario, los convertidores electrónicos de potencia de la generación renovable suministran energía eléctrica convirtiéndola a la frecuencia de sincronismo. Por tanto, podemos plantear ¿quién dictará la dinámica de la frecuencia en la que se basa el mantenimiento del equilibrio entre generación y demanda si no hay generación convencional acoplada?

Por otra parte, los generadores convencionales deben funcionar por debajo de su potencia máxima para ser capaces de aumentar su generación ante una caída de la frecuencia. Ello siempre es posible en los generadores térmicos e hidráulicos. Por el contrario, dado el carácter estocástico de la fuente de energía primaria de la generación renovable, nos podemos plantear la pregunta ¿cómo se pueden asegurar las necesarias reservas de potencia para atender la regulación de frecuencia en un sistema que sólo funcione con fuentes renovables?

### **El carácter distribuido de la generación renovable y su impacto en la regulación de tensión de la red de transporte**

La seguridad a muy corto plazo de un sistema eléctrico también requiere una regulación precisa de la tensión de la red de transporte, en general, y de la red a 400 kV en particular<sup>47</sup>. La regulación de la tensión de la red de transporte está asegurada por los grandes generadores convencionales a ella conectadas. Los grandes generadores son capaces de suministrar grandes cantidades de potencia reactiva para mantener la tensión de la red de transporte.

La generación renovable se caracteriza por estar conectada de forma distribuida en redes de tensiones inferiores a 400 kV. Por otra parte, la generación renovable opera regulando el factor de potencia, es decir suministrando una cantidad de potencia reactiva función de la potencia activa suministrada. Este esquema no asegura la regulación precisa de la tensión.

La pregunta que surge es ¿cómo se puede regular la tensión de la red de transporte de 400 kV sin grandes generadores convencionales a ella conectados?

---

<sup>46</sup> La frecuencia de un sistema eléctrico está determinada por la velocidad de giro de los rotores de los generadores síncronos de las centrales convencionales. La variación de la velocidad de giro del rotor de un generador síncrono es debida al desequilibrio entre par motor suministrado por la turbina y del par resistente opuesto por el generador síncrono. De ello se deriva el término frecuencia de sincronismo (en Europa 50 Hz).

<sup>47</sup> La tensión en las redes eléctricas no sólo depende de los flujos de potencia activa sino también de los flujos de potencia reactiva. La potencia reactiva aparece en los sistemas eléctricos en corriente alterna para crear los campos eléctricos y magnéticos necesarios en la producción y transporte de energía eléctrica.

## **La baja contribución de la renovable a las corrientes de cortocircuito y su impacto en la protección de los elementos de la red**

Finalmente, los sistemas de protección tienen por misión detectar la ocurrencia de los cortocircuitos y dar orden de actuación a los interruptores para aislar el elemento en falta de forma inmediata para evitar el fallo catastrófico del elemento y/o el colapso del sistema eléctrico. La pregunta que se nos plantea es ¿serán capaces los sistemas de protección actuales de detectar apropiadamente los cortocircuitos teniendo presente la baja aportación de corriente de cortocircuito de la generación renovable<sup>48</sup>?

### **5.3.2 Soluciones a la presencia masiva de generación renovable**

#### **La regulación de frecuencia del sistema con una penetración masiva de renovable**

El límite de penetración de generación renovable por reducción de la inercia del sistema debería tener presente que el sistema peninsular español podría llegar a no tener generación convencional si el sistema continental europeo mantuviera generación convencional en proporción suficiente y si las interconexiones en corriente continua entre España y Francia se controlasen de forma apropiada. Sin embargo, el sistema peninsular español deberá seguir aportando las reservas de regulación primaria que le corresponden por su pertenencia al sistema continental europeo.

La contribución a la regulación primaria de la generación eólica requiere que los generadores eólicos tengan reservas de regulación a subir (es decir que tengan capacidad para aumentar su producción).

También los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías podrían proporcionar las necesarias reservas de regulación primaria.

En la actualidad en el sistema peninsular español el servicio complementario de regulación primaria de frecuencia debe ser prestado por todos los generadores y no está retribuido. En contraste, el servicio de regulación secundaria de frecuencia es un servicio asignado por un mercado con su retribución correspondiente. El servicio de regulación secundaria en el sistema peninsular español es un servicio de una extraordinaria calidad técnica gracias a sus esquemas de retribución (y penalización cuando no es prestado con la calidad técnica exigida).

---

<sup>48</sup> Cuando se produce un cortocircuito, la magnitud de la corriente está determinada por las aportaciones de corriente de los generadores y las impedancias de la red. La aportación de corriente de cortocircuito de un generador convencional, en caso de una falta próxima, llega a ser varias veces su corriente nominal debido a la energía almacenada en el campo magnético de las máquinas síncronas. Por el contrario, la aportación de corriente de cortocircuito de una fuente renovable no supera la corriente nominal para proteger los dispositivos semiconductores de los convertidores electrónicos de potencia (Molina et al, 2010).

Diversos sistemas eléctricos en Centroeuropa (Alemania, Austria, Francia, Países Bajos y Suiza) han constituido un mercado para asignación de reservas de regulación primaria de frecuencia<sup>49</sup>. En esta línea, a medida que aumenten los requisitos de regulación de frecuencia con la penetración de renovables, se prevé la evolución del servicio complementario de regulación primaria de servicio obligatorio a servicio remunerado y asignado por el mercado. Ello requerirá una monitorización de la calidad de la prestación del mismo, tal y como se hace con el servicio de regulación secundaria en el sistema peninsular español. La calidad de la respuesta dinámica será crítica en escenarios de baja inercia.

Es previsible también que en un futuro se desarrollen mercados de inercia (AEMO, 2016). Debe notarse que la inercia puede ser proporcionada por generadores eólicos si están dotados de sistemas de control que proporcionen *inercia sintética*. También la inercia puede ser proporcionada por generadores convencionales que trabajen como compensadores síncrono<sup>50</sup> (Abildgaard & Qin, 2015). El uso de generadores provenientes de centrales convencionales a desmantelar puede ser una opción económica a considerar por los propietarios de las mismas.

Ante la pregunta de si un sistema hipotético futuro podría funcionar sin contar con generación síncrona (este escenario puede considerarse como extremo en el sistema continental europeo), actuales investigaciones dan alternativas tecnológicas para que ello pueda ser una realidad en el futuro<sup>51</sup>.

### **El carácter distribuido de la generación renovable y su impacto en la regulación de tensión de la red de transporte**

Las limitaciones de la generación renovable para una regulación precisa de la tensión en la red de transporte a 400 kV pueden superarse si se conectaran a la red de transporte compensadores síncronos o compensadores estáticos de potencia reactiva.

### **La baja contribución de la renovable a las corrientes de cortocircuito y su impacto en la protección de los elementos de la red**

---

<sup>49</sup> Incluso un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías en Zurich presta el servicio de regulación primaria (Koller et al, 2016).

<sup>50</sup> Un compensador síncrono es una máquina síncrona con la que se puede controlar la tensión del sistema. Esto se logra modulando la intensidad del devanado a través de un regulador de tensiones, de tal forma que el compensador genera o consume la potencia reactiva que requiere el sistema.

<sup>51</sup> La respuesta a esta pregunta está en los recientes desarrollos en el campo de las microrredes (Rocabert, 2012). En un sistema eléctrico en el que no hay generación convencional, ni compensadores síncronos, debe haber dispositivos que trabajen en modelo de 'formación de la red' y en 'apoyo a la red' para que la generación renovable siga trabajando en modo 'alimentación a la red'. Estos dispositivos serán típicamente sistemas de almacenamiento basados en baterías.

Finalmente, la dificultad para los sistemas de protección de detectar apropiadamente los cortocircuitos, teniendo presente la baja aportación de corriente de cortocircuito de la generación renovable, no es en la actualidad ya un problema debido a que la detección de la ocurrencia de un cortocircuito en generadores, líneas y transformadores no sólo se realiza por protecciones que vigilan la magnitud de la corriente (son las protecciones de sobreintensidad) sino también por protecciones que vigilan las corrientes diferenciales (protecciones diferenciales) o la impedancia (protecciones de distancia)<sup>52</sup>.

### 5.3.3 Conclusiones

En el sistema eléctrico español con alta penetración de fuentes renovables, la frecuencia podría seguir manteniéndose si el sistema europeo mantuviera generación convencional en proporción suficiente y las interconexiones en corriente continua entre España y Francia se controlasen de forma apropiada. Si esto no fuera suficiente (lo que no es nada descartable en el futuro en un entorno de alta descarbonización basada en fuentes renovables), sería imprescindible contar con recursos propios capaces de proporcionar la reserva primaria necesaria, y para ello se debería contar con las capacidades de los generadores renovables y de las baterías que por rapidez de respuesta fueran necesarios. Otra opción sería mantener generadores convencionales (o incluso instalar nuevos si el análisis coste-beneficio lo justifica) que trabajarían exclusivamente como compensadores síncronos, siempre que por costes se justificase. En este sentido, sería fundamental contar con mecanismos que retribuyan de forma competitiva y convenientemente este servicio de inercia y reserva primaria, como ya se hace en otros países europeos.

Otros retos técnicos se refieren al mantenimiento de la tensión en las redes eléctricas y, en especial, en las de alta tensión (400 kV), y al funcionamiento de los sistemas de protección que se utilizan para proteger los equipos generadores e instalaciones de consumidores cuando ocurren cortocircuitos o fallos de aislamiento y que pueden dar lugar a fallos catastróficos o colapsos del sistema. En ambos casos existen soluciones técnicas cuya implantación en el futuro resolvería ambas situaciones con costes que cada vez serán más asumibles.

Como conclusión, hoy existen soluciones tecnológicas para dar respuesta a los problemas de seguridad de corto plazo comentados. Su implantación progresiva en el sistema no supondrá un impacto económico relevante en el mismo.

---

<sup>52</sup> Las protecciones de sobreintensidad son típicamente protecciones de apoyo en el caso de generadores convencionales y de transformadores. Las protecciones de sobreintensidad no se utilizan en la protección de las líneas de la red de transporte. De hecho sus protecciones principales son las protecciones diferenciales y las de apoyo son las protecciones de distancia. La protección de apoyo de transformadores basada en protecciones de sobreintensidad deberá ser revisada. La solución viene por la utilización de protecciones de distancia.

## 5.4 Referencias

Abildgaard H., Qin N., 2015, “Synchronous Condensers for reliable HVDC operation and bulk power transfer”, IEEE PES General Meeting, Denver, Colorado (USA), 26-30 Julio 2015, Artículo número 15PESGM3046.

Bell. K., 2015, *The context of investment planning as a facilitator of operation*. IET The Institution of Engineering and Technology <https://www.theiet.org/sectors/energy/documents/modelling-5.cfm>

Department of Energy, 2017, *Transforming the Nation’s Electricity Sector: The Second Installment of the QER, Chapter IV: Ensuring Electricity System Reliability, Security, and Resilience*. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/Chapter%20IV%20Ensuring%20Electricity%20System%20Reliability%20Security%20and%20Resilience.pdf>

Dudurych I., 2018, “Leading the Way Towards All-Renewable Synchronous Systems”, Key Note, 20th Power System Computation Conference, PSCC 2018, Dublin (Irlanda), 11-15 June 2018.

EC (European Commission), 2016, Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un “código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red” (Diario Oficial de la Unión Europea, 27.4.2016, L112/1-68).

EC (European Commission), 2017, Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una “directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad” (Diario Oficial de la Unión Europea, 25.8.2017, L220/1-120).

Economics for Energy, 2017, “Escenarios para el sector energético en España. 2030 - 2050”, disponible en: [https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe\\_2017.pdf](https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe_2017.pdf)

Koller M., González M., Chacko A., Borsche T., Ulbig A., “Primary control reserves provision with battery energy storage systems in the largest European ancillary services cooperation”, Sesión plenaria de Cigré 2016, París (Francia), 20-25 Agosto 2016, Artículo número C2-361.

Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., Andersson G., Bose A., Canizares C., Hatziargyriou N., Hill D., Stankovic A., Taylor C., Van Cutsem T., Vittal V., “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, August 2004, pp. 1387 – 1401.

Linares, P., J.P. Chaves, F. Postigo (2018). Estudio técnico de viabilidad de escenarios de generación eléctrica en el medio plazo en España. Disponible en <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-18-067I.pdf>

Medeiros P. & Sedoio S., 2018, “Brief characterization of the electricity sector in Portugal and Challenges”, Cuadernos de Energía, Octubre, 2018.

Molina G., López S., de la Fuente I., Ordúñez M.A., “Impact on the power system protection of high penetration of wind farms technology”, Sesión plenaria de Cigré 2010, París (Francia), 22-27 Agosto 2010, Artículo número B5-204

REE, 2018, *Sistema de información del operador del sistema. e-sios* <https://www.esios.ree.es/es>

Rivier M., Gómez T., Chaves J.P., Cossent R., Sánchez A., Martín F., Gerres T., “Análisis de escenarios futuros para el sector eléctrico en España para el período 2025-2050”. Marzo 2018, disponible en <https://www.iit.comillas.edu/publicacion/>.

Rocabert J., Luna A., Blaabjerg F., and Rodríguez P.. 2012. "Control of Power Converters in AC Microgrids.", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 27, No. 11, November 2012, pp. 4734-4749.



## **6. El diseño de mercado para un sistema eléctrico con muy alta penetración de energías renovables**

### **6.1 Introducción**

Tal y como se ha visto en el capítulo 5, la generación renovable variable presenta una serie de características que afectan, por un lado, a la operación y a la planificación de los sistemas eléctricos y, por otro, al funcionamiento tradicional de los mercados (energía, reservas y capacidad).

Para poder conseguir una integración lo más eficiente posible de estas fuentes de energía renovables, hay un total acuerdo<sup>53</sup> sobre la necesidad de realizar una revisión amplia del diseño de los mercados de electricidad en general (los de largo, corto y muy corto plazo), lo cual es esencial cuando estas energías alcanzan muy altos niveles de penetración en el sistema. En este sentido, los mecanismos de mercado se han ido adecuando en Europa y, en particular, en España de forma gradual a esta realidad, aunque todavía queda bastante camino por recorrer.

En este capítulo, nos centraremos fundamentalmente en el problema de las señales para la inversión y los mecanismos de largo plazo (sección 6.2), aunque también se presentan algunas directrices sobre la evolución recomendable de los mercados de corto plazo y tiempo real (sección 6.3).

### **6.2 Mecanismos de largo plazo: las señales para la inversión**

#### *El problema de las señales de largo plazo con alta penetración de renovables*

Hemos visto como el bajo coste variable de las energías renovables da lugar a la depresión de los precios del mercado cuando éstas producen (lo que se conoce como el efecto “orden de mérito”). En la práctica, la alta penetración de generación variable se traduce en un número significativo de horas con precio muy bajo (cercano o igual a cero), y también por un número de horas mucho menor de precios bastante elevados, que, en situaciones de escasez, deberían llegar a alcanzar precios extremos (e.g., miles de €/MWh).

Estos precios tan volátiles del mercado de energía son los que idealmente tienen que ser capaces de dar una señal adecuada de largo plazo, y por lo tanto asegurar la recuperación de los costes de inversión de las centrales de generación que necesita el sistema. Éste es el paradigma conocido como mercado de solo energía (o “*energy only market*”, en la literatura en inglés). En la práctica, la capacidad del mercado de energía de atraer las inversiones necesarias es limitada fundamentalmente por dos razones: (i) la existencia de precios tope y (ii) la mayor incertidumbre

---

<sup>53</sup> Véase por ejemplo (IRENA, 2017), (Perez-Arriaga et al, 2017) o (Newbery et al, 2017).

que existe hoy en torno a la evolución del precio del mercado. Analizamos estos puntos a continuación.

La primera razón es la intervención regulatoria del precio del mercado. El que el regulador no permita (de forma explícita o implícita<sup>54</sup>) que el precio refleje adecuadamente las situaciones de escasez introduce el problema conocido como “*missing money*”. Más concretamente, el “*missing money*” hace referencia a que a las plantas del mix de generación que idealmente deberían instalarse bajo criterios de eficiencia no logran recuperar sus costes de inversión con la remuneración que provee el precio del mercado de corto plazo<sup>55</sup>. El monto de dinero faltante (lo que en rigor es el citado *missing money*) se debe precisamente a la limitación artificial del precio de mercado con respecto al que realmente debería haber en situaciones de escasez. En estas condiciones, este precio debería ser igual al precio que está dispuesto a pagar la demanda por no ser interrumpida<sup>56</sup>.

A este respecto, España presenta en la actualidad uno de los límites de precio más bajo que podemos encontrar en los mercados eléctricos en el mundo. En la tabla inferior, se recogen los precios máximos de diversos mercados de la UE, incluyendo también el caso español.

<b>Wholesale Price Caps (EUR/MWh)</b>	
<b>Country</b>	<b>Day-ahead</b>
Belgium	3,000
Denmark	3,000
Croatia	no cap
France	3,000
Germany	3,000
Ireland	1,000
Italy	3,000
Poland	no cap
Portugal	180
Spain	180
Sweden	3,000

Figura 6-1.- Precios máximos de la electricidad en el mercado del día antes en Estados Miembros.  
Fuente: (EU Commission, 2016)

<sup>54</sup> Hay un gran número de medidas regulatorias que pueden limitar en la práctica el precio que resultaría en un mercado ideal (remuneración de parte de la generación con contratos volumétricos, existencia de barreras de salida a las centrales, etc.).

<sup>55</sup> La existencia de otros mercados aparte del mercado de energía (como el mercado de reservas) no soluciona la ineficiencia que supone no permitir que la energía tenga en cada momento el precio que debe tener.

<sup>56</sup> Para más detalles sobre el coste (y valor) de la demanda interrumpida, véase (Linares & Del Rey, 2013)

En otros continentes distintos al europeo nos encontramos con mercados eléctricos donde se han implementado precios máximos todavía mayores, como es el caso de ERCOT en EEUU donde el precio máximo en el mercado del día antes es de 9 000 \$/MWh, o el caso del NEM<sup>57</sup> en Australia donde es de aproximadamente<sup>58</sup> 10 000 \$/MWh.

En el caso de España, lo cierto es que el valor máximo solo se ha alcanzado en contadísimas ocasiones, por lo que es difícil argumentar que este límite haya supuesto un impedimento para las nuevas inversiones en el pasado. Sin embargo, un mercado futuro con mayor penetración de renovable se caracterizará probablemente por precios más volátiles y precios más extremos<sup>59</sup>, por lo que el límite actual no es una alternativa robusta que permita reflejar adecuadamente el precio de la electricidad en las situaciones cercanas a la escasez.

La segunda (y más relevante) razón que dificulta las inversiones necesarias en generación, es el riesgo asociado al precio del mercado de energía. Es cierto que se espera que el precio de corto plazo incremente su volatilidad; sin embargo, al contrario de lo que en ocasiones se suele argumentar, no es esta incertidumbre de corto plazo lo que dificulta en mayor grado las inversiones. Un precio medio suficientemente alto durante las horas en las que produce una determinada tecnología puede incentivar su inversión independientemente de la volatilidad de corto plazo. La razón principal detrás de la falta de inversión es la incertidumbre del precio en el largo plazo<sup>60</sup>, que es hoy muy superior a la que existía hace un par de décadas. Esto es así por varios motivos, entre los que cabe destacar:

- El futuro se percibe hoy sujeto a intervenciones regulatorias no siempre predecibles. Por ejemplo, es evidente que los objetivos de índole medioambiental<sup>61</sup> tienen y tendrán un rol preponderante en la expansión de los sistemas eléctricos. Sin embargo, éstos no están totalmente definidos a día de hoy en muchos sistemas.
- Se ha producido un espectacular impulso en las curvas de aprendizaje de las nuevas tecnologías y es difícil predecir cuál será la evolución futura y donde está el suelo de sus costes de inversión.
- Existe un significativo desarrollo de las herramientas de gestión y respuesta de la demanda y de los equipos de almacenamiento que, si se integran de forma eficaz en el sistema, tienen el potencial de deprimir de forma considerable los picos de precio.

---

<sup>57</sup> El NEM (National Electricity Market) abarca las jurisdicciones de Queensland, New South Wales, Australian Capital Territory, Victoria, Tasmania y South Australia.

<sup>58</sup> Concretamente, en la divisa australiana, es de 14 500 \$/MWh.

<sup>59</sup> Sobre todo, si la demanda no participa de forma activa en los mercados.

<sup>60</sup> Por incertidumbre de largo plazo, nos referimos precisamente a la incertidumbre asociada al precio medio anual que percibirá cada tecnología en los futuros años.

<sup>61</sup> Ver por ejemplo (Pérez Arriaga & Linares, 2008).

La solución a este problema asociado a la incertidumbre podría y debería encontrarse en los mercados de largo plazo, a través de los que la generación (tanto la convencional como la renovable) podría asegurar la recuperación de sus costes de inversión. Desgraciadamente, el reducido papel de la demanda (la contraparte teórica de la generación), que no termina de percibir que los precios del mercado supongan un peligro real, hace que estos mercados no existan en la actualidad, al menos en los plazos necesarios para asegurar una inversión en generación que tiene varias decenas de años de vida útil.

Finalmente, hay que aclarar que, si se busca cumplir con objetivos específicos de política energética tales como cuotas de producción de energías renovables por razones medioambientales o de impulso tecnológico, o volúmenes de almacenamiento de largo plazo (véase el bombeo o baterías) por seguridad de suministro, podrían hacer falta sistemas de remuneración complementaria para alcanzarlos, ya que el mercado no es capaz de alcanzar por sí solo estos objetivos definidos de forma externa.

### ***La necesidad de mecanismos complementarios de largo plazo***

Por todo lo anterior, hoy en día resulta recomendable contar con mecanismos de largo plazo que remuneren de forma adecuada a la generación, para, por un lado, combatir los dos fallos del mercado mencionados arriba que pueden poner en peligro las inversiones de generación necesarias y, por otro, lograr que se cumplan (cuando los haya) los objetivos específicos definidos por los reguladores y los responsables de definir las políticas energéticas.

Los mecanismos orientados a solucionar el primer problema (atraer inversiones que garanticen el suministro) se suelen denominar en Europa mecanismos de capacidad (CRM o *Capacity Remuneration Mechanisms* en inglés). Los mecanismos orientados a cumplir con los objetivos de política energética, se suelen denominar mecanismos de desarrollo de renovables y de tecnologías emergentes.

A continuación, discutiremos primero algunas directrices sobre cómo afrontar el diseño de un mecanismo de capacidad y posteriormente analizaremos cómo diseñar de forma eficiente los mecanismos de largo plazo de desarrollo de renovables y tecnologías emergentes.

#### **6.2.1 Mecanismos de capacidad**

En la presente subsección se analizan brevemente los 5 elementos de diseño más relevantes de un mecanismo de capacidad, estos son: (i) la definición del producto asociado al mecanismo (esto es, qué es lo que se compra y remunera), (ii) la determinación de la potencia firme de las plantas, un concepto no siempre bien aplicado en la práctica, (iii) establecer quién puede vender el producto, (iv) cómo garantizar que la generación que venga al sistema a través de mecanismo provea la flexibilidad de operación necesaria y (v) cómo permitir de forma eficiente la participación de la generación de otros sistemas (países) vecinos.

#### **Definición del producto asociado al mecanismo**

Tal y como se ha analizado previamente, gran parte del problema de las señales para la inversión deriva de no disponer de herramientas adecuadas para gestionar el riesgo asociado al precio de mercado. Por esta razón es recomendable que el producto de capacidad del mecanismo incluya algún tipo de contrato de largo plazo que sirva para proporcionar una cobertura que mitigue esta incertidumbre. Un pago adicional que no gestione directamente el riesgo de precio (como el proporcionado por el mecanismo actual en España) puede incentivar la inversión en generación siempre y cuando sea lo suficientemente elevado, pero dicha solución será siempre más ineficiente que la que se podría haber logrado si se hubiese atacado directamente uno de los fallos del mercado<sup>62</sup>.

Existe un amplio abanico de opciones en cuanto a las características de los posibles contratos que el regulador puede firmar con los agentes, con algunas alternativas que cubren en mayor medida que otras el riesgo de las dos contrapartes (generación y el regulador, actuando en nombre de la demanda). Como en cualquier otro tipo de intervención, el regulador debe aplicar su mejor criterio sobre lo que maximiza el beneficio social en el sistema. No obstante lo anterior, hay un cierto consenso sobre tres características deseables de los mecanismos de capacidad cuyos productos incluyen herramientas de cobertura de riesgo:

- No conviene contratar durante todas las horas del horizonte el 100% de la energía a muy largo plazo, ya que, de lo contrario, no se daría a la demanda el incentivo de participar en los mercados de largo plazo, lo cual es la solución más eficiente al problema (y la solución deseable para el futuro de los sistemas eléctricos).
- Salvo contadas excepciones, los instrumentos de largo plazo no deberían distorsionar la señal que los agentes perciben en el mercado de corto plazo. Los precios de corto plazo tienen que mantener su papel fundamental para guiar al sistema hacia una operación y una planificación eficientes.
- Introducir varios productos financieros (forwards, swaps, opciones con diferentes precios strikes, etc.) puede facilitar las coberturas a diferentes agentes con diferentes perfiles de riesgo. Desgraciadamente, incrementar el número de productos complica a su vez significativamente el diseño del mecanismo<sup>63</sup>, lo cual puede afectar a la eficiencia global.

---

<sup>62</sup> El mecanismo conocido como mercado de capacidad (implementado en alguna de sus variantes en PJM, UK o Francia) tampoco ofrece una cobertura de riesgo al generador, sino únicamente un pago adicional. Por lo que el razonamiento sobre su eficiencia es análogo al expuesto para el caso español.

<sup>63</sup> Si hay varios productos, determinar los requerimientos del sistema se vuelve mucho más complejo para el regulador, porque además de las curvas precio-cantidad de cada producto, hay que determinar en qué medida es más valioso cada producto con respecto a los otros. Si hay un solo producto, la demanda que tiene que establecer el regulador se limita a una curva precio cantidad de ese producto (en ocasiones de hecho, el regulador opta por un simple objetivo de cantidad).

### *Un producto con buenas propiedades: la opción de fiabilidad*

Un producto que logra un buen compromiso entre los criterios anteriores es una opción tipo *call* con un precio strike de ejercicio alto, idealmente superior a los costes de producción de todas las centrales de generación del sistema<sup>64</sup>. A través de esta opción, el generador que vende el producto al regulador se compromete a ofrecer energía a un determinado precio (en concreto al precio strike) y corresponderá al regulador, por lo tanto, decidir si compra la energía a ese precio o no. Lógicamente, el regulador optará por comprarla y hacer efectiva la opción cuando el precio del mercado sea superior al precio strike. De este modo, el regulador se garantiza que el suministro de energía no supere dicho precio strike. A cambio de este seguro, el regulador pagará al generador una prima.

Este es el producto asociado al mecanismo conocido como opciones de fiabilidad (*reliability options*). Los mecanismos recientemente introducidos en Italia e Irlanda y que han sido recientemente aprobados por la Comisión<sup>65</sup> se basan precisamente en este producto. Mecanismos similares han sido implantados previamente en ISO-NE y Colombia.

### **¿Qué es y cómo se debe calcular la potencia firme?**

Por lo general, el regulador limita la cantidad que una central puede vender en el mecanismo (y por lo tanto limita también la remuneración que podrá percibir cada planta). Este límite a la cantidad máxima que un generador puede vender se suele denominar potencia firme<sup>66</sup> y representa la contribución de la planta a la seguridad de suministro del sistema. Esta contribución dependerá de la gestión de recursos de medio plazo (gestión de los embalses, gestión de contratos que aseguren el combustible, etc.).

Lo ideal sería que esa aportación se calculara con un modelo de simulación capaz de, por un lado, representar el despacho económico esperado en el futuro y, al tiempo, estimar y valorar la contribución de cada grupo en términos del objetivo de seguridad de suministro.

La potencia firme depende por lo tanto del objetivo de seguridad de suministro que establezca el regulador, por lo que la potencia firme de un grupo no será la misma si el objetivo del regulador consiste en lograr un margen de reserva sobre el valor esperado de la demanda punta, o si el objetivo se establece en términos de cumplir con una LOLP (*Loss of Load Probability* o Probabilidad de Pérdida de Carga en español).

La potencia firme de una planta se calcula a menudo incluso fuera del ámbito del mecanismo de capacidad, como una medida de la contribución de cada planta a efectos de analizar la fiabilidad

---

<sup>64</sup> Pero, a su vez, este precio strike debe estar por debajo del valor de la energía no suministrada. Cuanto más por debajo, mayor cobertura se le ofrece a la demanda.

<sup>65</sup> Para más detalles, véase (EC, 2017) y (EC, 2018).

<sup>66</sup> En la experiencia internacional y en la literatura ha recibido muchos otros nombres, como suministro firme, energía firme, potencia de suficiencia, *capacity credit*, etc.

del sistema en su conjunto (lo cual es una de las funciones del operador del sistema). En España el cálculo de la potencia firme no tiene en general en cuenta la contribución en los periodos de escasez.

### **¿Quién puede vender el producto del mecanismo?**

En general, todos los recursos que contribuyen a lograr la seguridad de suministro deseada deberían poder participar en el mecanismo de capacidad y recibir la señal de precio correspondiente. Estos recursos que potencialmente deberían participar incluyen la respuesta de la demanda, el almacenamiento y por supuesto la energía renovable. La pregunta fundamental que surge es la de cómo lograr que todos estos recursos puedan competir en igualdad de condiciones en el mecanismo.

En la línea con lo expuesto arriba, una alternativa sería la de definir varios productos diferentes (y todos ellos disponibles para todas las tecnologías), con algunos que se adapten mejor a unas tecnologías y otros mejor a otras. El problema con este enfoque es que la casación se complica significativamente, ya que no es evidente desde el punto de vista del regulador determinar cuánto comprar de uno u otro producto. La otra alternativa es permitir ofertar en portfolio (dando así, por ejemplo, entrada a los agregadores). Agregar recursos permite al agente que agrega participar más fácilmente en la provisión del producto del mecanismo, sean cuales sean las características de este producto.

### **Incentivo de largo plazo a la flexibilidad**

En un contexto con una elevada penetración renovable, otra preocupación relevante es la potencial falta de incentivos de largo plazo que garanticen la inversión en capacidad flexible<sup>67</sup>. Recordemos que la capacidad flexible es el complemento ideal para la generación intermitente.

El análisis de este problema nos lleva a que, una vez más, por fallos diversos, el mercado de solo energía puede ser insuficiente para lograr dar señales para que la nueva generación presente este atributo.

La solución más robusta para dar señales de inversión a la generación flexible es la de integrar una señal de largo plazo adicional dentro del mecanismo de capacidad. En esta línea nos encontramos con dos alternativas:

---

<sup>67</sup> Por capacidad flexible nos referimos a generación con capacidad de redefinir el programa en el corto plazo y de dar reservas cuando sea necesario.



- La primera alternativa sería modificar la definición del producto asociado al mecanismo para que éste dé señales de largo plazo capaces de atraer recursos flexibles a través del pago por capacidad<sup>68</sup>.
- Un enfoque alternativo, pero en esta misma línea, sería el de crear dos productos diferentes, cada uno con su respectivo pago por capacidad: un producto que incentive las inversiones en generación (i.e. potencia firme), y un producto que valore la flexibilidad (e.g., potencia firme flexible, producto que sólo pueden proveer los generadores capaces de proporcionar reservas en el corto plazo). Los dos productos son complementarios, de forma que un generador puede recibir simultáneamente una remuneración por su potencia firme y por su potencia firme flexible. La definición de dos productos obliga a definir dos requerimientos, uno para cada producto. Cabe destacar que el producto “potencia firme flexible” solo será remunerado explícitamente si el producto “potencia firme” no es capaz de atraer la flexibilidad necesaria. Por último, cabe mencionar que este enfoque conlleva la dificultad de determinar qué cantidad hace falta de cada producto (e.g. 100 GW de potencia firme y 30 GW de potencia firme flexible).

### **Mercados de capacidad en un contexto regional<sup>69</sup>**

El mercado de capacidad en cualquier Estado Miembro ha de respetar el contexto actual del mercado interior de energía, en el que los precios en el mercado diario se establecen de forma coordinada y simultánea mediante el algoritmo EUPHEMIA y donde el flujo por las interconexiones transfronterizas se determina por el diferencial de precios (esto es, la energía fluye del sistema con menor precio al sistema con mayor precio).

Para permitir una participación transfronteriza efectiva en los mecanismos de capacidad, se deben considerar disposiciones reglamentarias adicionales que permitan asegurar que, cuando un país sufre escasez<sup>70</sup>, realmente recibe el apoyo de la capacidad contratada en su mecanismo, independientemente de la ubicación de esta capacidad.

---

<sup>68</sup> Dos sistemas, Irlanda e Italia, están sustituyendo su pago por capacidad por un mercado de capacidad donde el compromiso que adquiere el generador es el de entregar energía cuando en los mercados de energía de corto y muy corto plazo se supere un cierto umbral de precio. Un producto con estas características no incentiva inversiones que no puedan garantizar estar produciendo cuando en el muy corto plazo se producen precios muy elevados. Nótese que una central que esté habitualmente apagada y no sea de arranque rápido (e.g., una central de carbón), no puede garantizar la entrega de este producto sin riesgo de sufrir penalizaciones por incumplimiento

<sup>69</sup> Para más detalles sobre este tema, véase (Mastropietro et al, 2015).

<sup>70</sup> Cómo definir la situación de escasez puede ser un tema controvertido, aunque por lo general hay un cierto consenso en que lo deseable es que se establezca en base a los precios del Mercado (por ejemplo, cuando el precio de Mercado de energía o reservas supere un cierto umbral).



Debido a la falta de eficiencia de la señal de precios durante los periodos de escasez (o cercanos a la escasez), en parte consecuencia de la implementación de precios máximos artificialmente bajos, el algoritmo EUPHEMIA puede no ser capaz de asignar correctamente los recursos disponibles en condiciones de escasez regionales.

Supongamos que España compra capacidad en Francia para garantizar su suministro nacional. Esta capacidad adquirida de poco servirá si, cuando se produzca una escasez que afecte ambos sistemas, en España el precio sólo puede llegar hasta los citados 180 €/MWh, porque con que en Francia haya un precio superior en ese momento (por ejemplo 200 €/MWh), nos encontraremos con que España estará exportando a Francia. Es decir, España no solo no recibiría la capacidad contratada en Francia cuando más la necesita, sino que parte de su capacidad nacional estaría ayudando al país vecino.

Una alternativa (que no es tampoco sencilla) es la de homogeneizar todos los precios máximos. Pero incluso si esto se lleva a cabo, EUPHEMIA no sería capaz de asignar los flujos de forma eficiente durante las condiciones de escasez regional. Si España y Francia tienen un precio de 3 000 €/MWh durante una hora, habría una indeterminación a la hora de asignar el sentido en el que debe fluir la energía.

Como resultado de todo lo anterior, sería recomendable incluir un nuevo tipo de compromiso (físico) para las contrapartes del contrato de fiabilidad transfronteriza para que el sistema que compra a través del mecanismo de capacidad tenga la garantía de que, en un evento de escasez, la energía comprometida fluirá realmente a través de la interconexión para que se cumpla el contrato del CRM. Este contrato sólo debería afectar al flujo de las interconexiones en las contadas ocasiones en las que EUPHEMIA no sea capaz de asignar eficientemente los recursos.

## **6.2.2 Mecanismo de desarrollo de la renovable y de las tecnologías emergentes**

Los mecanismos de desarrollo de la renovable y de las tecnologías emergentes tienen que tratar de cumplir idealmente cuatro objetivos, que no siempre están totalmente alineados:

- Por un lado, el mecanismo debe evitar que se incentive la instalación de generación que no ayude a cumplir de forma eficiente<sup>71</sup> con los objetivos de política energética establecidos. Por ejemplo, si se busca cumplir con un objetivo específico de energía renovable, el mecanismo debería tratar de evitar incentivar a la generación que produzca muy poca energía y cuyo coste de inversión no sea del todo competitivo.
- El mecanismo debe tratar de permitir que las diferentes tecnologías compitan en igualdad de condiciones, y que no sea el regulador el que elija de antemano la tecnología ganadora (salvo que el objetivo sea precisamente desarrollar una tecnología en concreto por política industrial o de I+D).

---

<sup>71</sup> Esto es, desde el punto de vista del coste-beneficio.

- El mecanismo debe tratar de equilibrar los riesgos de inversores y consumidores.
- Por último, el mecanismo de desarrollo de la renovable debe tratar de evitar distorsionar la operación (y por lo tanto los mercados y los precios) de corto plazo.

### **De las *feed in tariffs* a los mecanismos de capacidad**

Los mecanismos donde la remuneración se establece en términos de un precio fijo por MWh producido (conocidos como *feed in tariffs*), en general cumplen (dependiendo de los detalles de diseño) con los tres primeros objetivos mencionados arriba; sin embargo, se ha demostrado que fallan con el cuarto, y que distorsionan, por lo tanto, la operación eficiente de corto plazo, ya que incentivan a generar incluso cuando el precio de mercado está por debajo de los propios costes marginales de producción (IEA, 2016).

Existen alternativas para evitar esta ineficiencia en los mecanismos que incentivan la producción de energía, pero en ningún caso se logra enviar de forma precisa la señal de precio de mercado a la tecnología subsidiada (Pérez-Arriaga et al, 2016). El único contrato de energía que no interfiere con los incentivos eficientes de corto plazo, es un contrato donde el perfil de energía asociado a dicho contrato se determina ex-ante (el cual posiblemente no es el producto más adecuado desde el punto de vista de la renovable variable<sup>72</sup>).

Otra solución que evita la distorsión de corto plazo es vincular el incentivo a la capacidad instalada; sin embargo, estos mecanismos presentan desafíos a la hora de cumplir con los otros tres objetivos. Dicho esto, un diseño adecuado de un mecanismo que incentive la capacidad puede lograr cumplir con estos otros objetivos tal y como se describe a continuación:

- Por un lado, para evitar incentivar generación que no ayude a cumplir eficientemente con el objetivo del regulador, se pueden imponer requisitos mínimos. Por ejemplo, aunque la remuneración sea por MW instalado, se puede introducir el requerimiento de que la planta tenga que producir un número mínimo de horas para percibir la remuneración del mecanismo.
- Para gestionar el riesgo del inversor, el mecanismo puede incluir una compensación ex-post en función del precio de mercado. La clave aquí es que dicha compensación no dependa de la

---

<sup>72</sup> Un contrato que remunere toda la energía generada ayuda a reducir el riesgo y por lo tanto es generalmente la opción preferida por el inversor. Este contrato traslada casi todo el riesgo a la contraparte (la demanda) además de introducir ineficiencias por aislar al generador de la señal del precio de bolsa. Por lo anterior, este tipo de contrato sólo se recomienda para desarrollar una tecnología muy poco madura y, lo que es más importante, para niveles de penetración muy bajos de dicha tecnología.

producción de la planta, si no, estaríamos volviendo a incentivar los despachos ineficientes en el corto plazo.

- Por último, en un mecanismo de capacidad se puede permitir la participación de diversas tecnologías en igualdad de condiciones. Aquí la dificultad radica en comparar lo que ofrece un MW de cada una de las tecnologías, ya que no todos los MWs son iguales a efectos de cumplir con el objetivo de política energética.

En cualquier caso, si las tecnologías han alcanzado un cierto grado de madurez, el precio asociado al mecanismo debe establecerse por medio de una subasta, que permita a los agentes revelar el precio del producto requerido (Maurer y Barroso, 2011, IRENA y CEM, 2015).

### **La renovable como una tecnología más que tiene que integrarse en los mecanismos de mercado existentes**

Cualquier propuesta que se formule para incentivar la expansión de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico debe tratar de compatibilizar al máximo todas las alternativas con los mecanismos de mercado diseñados previamente para el conjunto del sistema. Y si, por algún objetivo particular, se considera que debe desarrollarse más alguna tecnología en particular para que alcance un cierto nivel de penetración que de otra forma podría no alcanzarse, debe buscarse la manera de hacerlo de tal forma que, una vez en el sistema, perciba los mismos incentivos de corto (operación), medio (planificación, e.g., de mantenimientos) y largo plazo (mecanismos de capacidad) que el resto de instalaciones en el sistema.

## **6.3 La necesidad de rediseñar los mercados de corto y muy corto plazo**

Los mercados mayoristas de corto plazo y de tiempo real seguirán jugando un papel esencial en el futuro, ya que es en estos mercados donde se generan las señales de precio que aseguran una operación y un consumo eficiente.

Al igual que ocurre con los mercados de largo plazo, el nuevo contexto exige también algunos ajustes en el diseño de los mercados de corto plazo. Estos ajustes van orientados a poder permitir a todas las tecnologías participar de la forma más eficiente posible en los mismos, en la medida en que puedan realmente proveer los servicios requeridos por el sistema.

### **6.3.1 Mercados de corto plazo**

Los mercados de corto plazo permiten a los diferentes agentes planificar de forma eficiente sus operaciones diarias y proporcionan también una base para que el operador del sistema anticipe las condiciones del sistema eléctrico.

Estas operaciones son ahora más complejas que antes, ya que hoy no solo se debe pronosticar la demanda, sino también la disponibilidad de gran parte de la generación (no solo la renovable, sino también por ejemplo la de las plantas de gas, cuyo suministro puede estar sujeto a incertidumbre en algunos periodos del año), disponibilidades que por otro lado pueden cambiar

dentro del horizonte del propio día de operación. En este contexto, el peso del diseño no recae ya sólo en el mercado diario, sino que los mercados posteriores cobran ahora mayor relevancia que antes.

#### *El papel y el diseño de los mercados intradiarios*

En particular, es fundamental garantizar señales eficientes de precio en el horizonte intradiario para así proporcionar a los agentes del mercado los incentivos necesarios para mejorar su flexibilidad y sus capacidades de previsión. En este sentido, es necesario que los agentes puedan tener formatos de oferta adecuados, que les permitan participar mitigando el riesgo de ser despachados de forma no económica<sup>73</sup>. También es fundamental garantizar la liquidez de estos mercados, ya que, si los mercados no son líquidos, difícilmente se puede garantizar la eficiencia de los precios que resulten.

En el contexto español, las subastas intradiarias han permitido tradicionalmente dar estas señales. Sin embargo, hoy el diseño de los mercados intradiarios en Europa se está orientando progresivamente a los mercados de negociación continua (XBID), donde es más cuestionable que se pueda alcanzar la liquidez y transparencia necesarias.

#### *Granularidad espacial de la señal de precio*

En cuanto a la granularidad espacial, no cabe duda de que los recursos energéticos distribuidos aumentarán la necesidad de fijar precios por nodos en los mercados mayoristas y que las ganancias en eficiencia pueden ser muy significativas. Son muchos los estudios que llegan a esta conclusión. Las posibilidades de introducir precios nodales en España en el largo plazo pasan por buscar solución a dos aspectos. El primero es de índole institucional, ya que las competencias de REE y de OMIE podrían verse afectadas por cómo se defina esta granularidad espacial. El segundo es de carácter computacional, y es que no está claro que a día de hoy se puedan calcular precios nodales mientras se respetan los principios del *target model* (que pone todo foco en calcular adecuadamente los flujos transfronterizos). La tarifa única no tendría por qué verse afectada por esta retribución diferencial para los generadores.

### **6.3.2 Mercados de reservas y tiempo real**

Tal y como se ha apuntado arriba, debe establecerse como prioridad el permitir a todas las tecnologías participar en la provisión de todos los servicios que puedan proporcionar. En este sentido, alguna de las nuevas tecnologías tiene la capacidad de proveer servicios de reservas de operación. Para aprovechar al máximo este potencial, es importante eliminar las barreras artificiales en las definiciones actuales de productos de reserva (por ejemplo, requisitos de

---

<sup>73</sup> Aunque es un tema controvertido, lo cierto es que los formatos de oferta con los que los agentes participan en los mercados diario e intradiario en España no representan de forma precisa la estructura de costes y las restricciones técnicas de las distintas tecnologías. Por poner un ejemplo, una batería no tiene un formato de oferta que le ayude a garantizar que será casada sin incurrir en pérdidas.

tamaño mínimo o productos que obligan a dar reserva a subir y bajar a la vez) y crear productos de reserva que sean capaces de valorar y remunerar las diferentes capacidades de estos recursos.

Por otro lado, dado que los precios de las reservas y la energía son mutuamente dependientes por razones obvias, el de mercado debe favorecer que esta conexión se materialice en la práctica (no tiene sentido que en el mercado de energía haya un precio de escasez y en el de reservas no, o viceversa). La compra simultánea de energía y reservas es teóricamente la mejor alternativa. Esto puede ser complejo en la UE en el medio plazo, debido a la complejidad computacional o, una vez más a cuestiones institucionales. Cuando este es el caso, es importante al menos coordinar los mercados de energía y reservas, conectando sus cronogramas, de modo que las variaciones de precios en uno se reflejen en el otro.

Otro punto relevante es que los requisitos de reservas deben ser más flexibles que en la actualidad, de forma que la curva de compra represente el valor de diferentes niveles de reserva (confiabilidad) para el sistema. Según lo discutido por el profesor Hogan (2013), esto requiere una definición adecuada de la curva de demanda de reserva operativa (ORDC).

## 6.4 Referencias

Pérez Arriaga, J. I., Linares, P., 2008. Markets vs. Regulation: A role for indicative energy planning. *Energy Journal*. Vol. 29, n° 2, pp. 149-164

EC, European Commission (2018). State Aid SA.42011 (2017/N) - Italy - Italian Capacity Mechanism. Document C(2018) 617 final, published on 7 February 2018 but released to the general public in April 2018.

EC, European Commission (2017). State Aid SA.44464 (2017/N) - Ireland - Irish Capacity Mechanism. Document C(2017)7789 final, published on 24 November 2017.

European Commission (2016), Common Staff Working Document Accompanying the Document: Report from the Commission, Final Report of the Sector Inquiry on Capacity 55 Mechanisms, 30 November 2016

Linares and Rey (2013), "The costs of electricity interruptions in Spain: Are we sending the right signals?", *Energy Policy* 61, 751-760

P. Mastropietro, P. Rodilla, C. Batlle. National capacity mechanisms in the European internal energy market: opening the doors to neighbours. *Energy Policy*. vol. 82, pp. 38-47, Julio 2015. [Online: Marzo 2015]

IRENA, 2017. "Adapting market design to high shares of variable renewable energy". International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Newbery, D.M., M. Pollitt, R. Ritz, and W. Strielkowski, (2017). "Market design for a high renewables European electricity system", *EPRG Working Paper 1711*, at <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/06/1711-Text.pdf>

Pérez-Arriaga I.J. et al., 2016. Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition Report.

## 7. Costes del sistema eléctrico y su asignación a precios y cargos

Para lograr la adecuada transición hacia un sistema eléctrico totalmente descarbonizado, seguro y asequible, es esencial revisar los costes que hoy se incluyen en las tarifas eléctricas, los impuestos actuales a las tecnologías de generación, así como la estructura tarifaria. El papel de los consumidores y de los recursos distribuidos, de los operadores de las redes de transporte y distribución, así como de los nuevos modelos de negocio, será fundamental para asegurar una transición eficiente. Para ello el diseño de señales económicas a los consumidores que reflejen los costes incurridos y el valor de los servicios prestados es clave.

Los costes del sistema que actualmente se cargan en la factura eléctrica son: el precio de la energía eléctrica que incluye los costes de generación y comercialización en competencia, los costes regulados de redes de transporte y distribución, y otros costes derivados de políticas energéticas y sociales, tales como el soporte histórico a las renovables, la anualidad del déficit, o las compensaciones para los sistemas extrapeninsulares<sup>74</sup>. Además en la factura se añaden impuestos, tales como el impuesto de la electricidad y el IVA<sup>75</sup>. En la Figura 7.1 se presenta la descomposición de estos costes para consumidores residenciales en distintos países europeos.

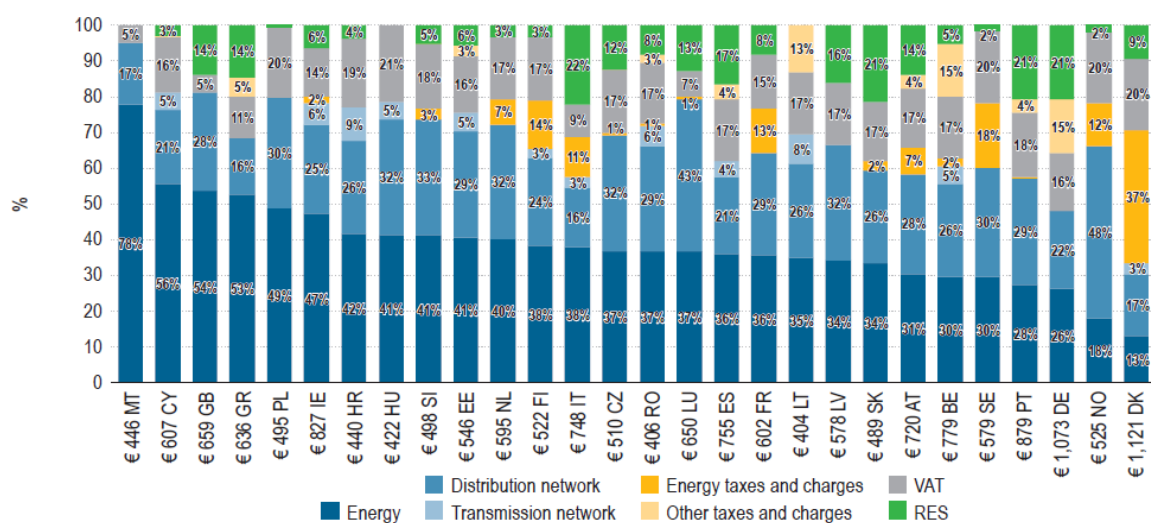


Figura 7-1.- Descomposición de precios finales de electricidad para consumidores residenciales en capitales de la Unión Europea, Noviembre-Diciembre 2016. Fuente: (ACER, 2017).

<sup>74</sup> La mitad del importe destinado a compensar los extracostes de los sistemas no peninsulares se cubre mediante Presupuestos Generales del Estado y la otra mitad se carga en la factura eléctrica.

<sup>75</sup> En la factura se incluye sobre el importe final de precios y cargos un impuesto de electricidad (5,11%) y después de añadir el alquiler de contador se obtiene la base imponible a la que se aplica el impuesto de valor añadido IVA (21%).

Se puede observar como en España los costes de la energía representan sólo el 36%, mientras que otros costes regulados derivados de políticas públicas e impuestos ascienden al 38% de la factura. La decisión de qué costes se incluyen finalmente en la factura eléctrica y cómo se asignan a las distintas categorías de consumidores, es decir la estructura tarifaria, es clave para conseguir una transición eficiente hacia una economía baja en carbono.

Es de señalar adicionalmente la importancia de definir bien estas señales de precios y cargos, junto con las imposiciones fiscales, dada la competencia creciente en este proceso de transición entre las diferentes fuentes de energía y soluciones tecnológicas para suplir las necesidades de los consumidores.

### 7.1 Costes del sistema, políticas energéticas y medioambientales y reforma fiscal

Los costes de política energética u otras políticas sociales que se incluyen en la factura eléctrica deberán diseñarse en un contexto amplio de reforma fiscal de tal forma que se promueva una correcta competencia entre combustibles teniendo en cuenta su impacto medioambiental. Ello conducirá a una correcta transición hacia una descarbonización eficiente, que seguramente implicará la electrificación del transporte, de la climatización de edificios y de ciertos usos industriales.

En la Figura 7.2 se incluyen los costes regulados que actualmente son cubiertos por los peajes y cargos de los consumidores junto con otros ingresos derivados de la política impositiva.

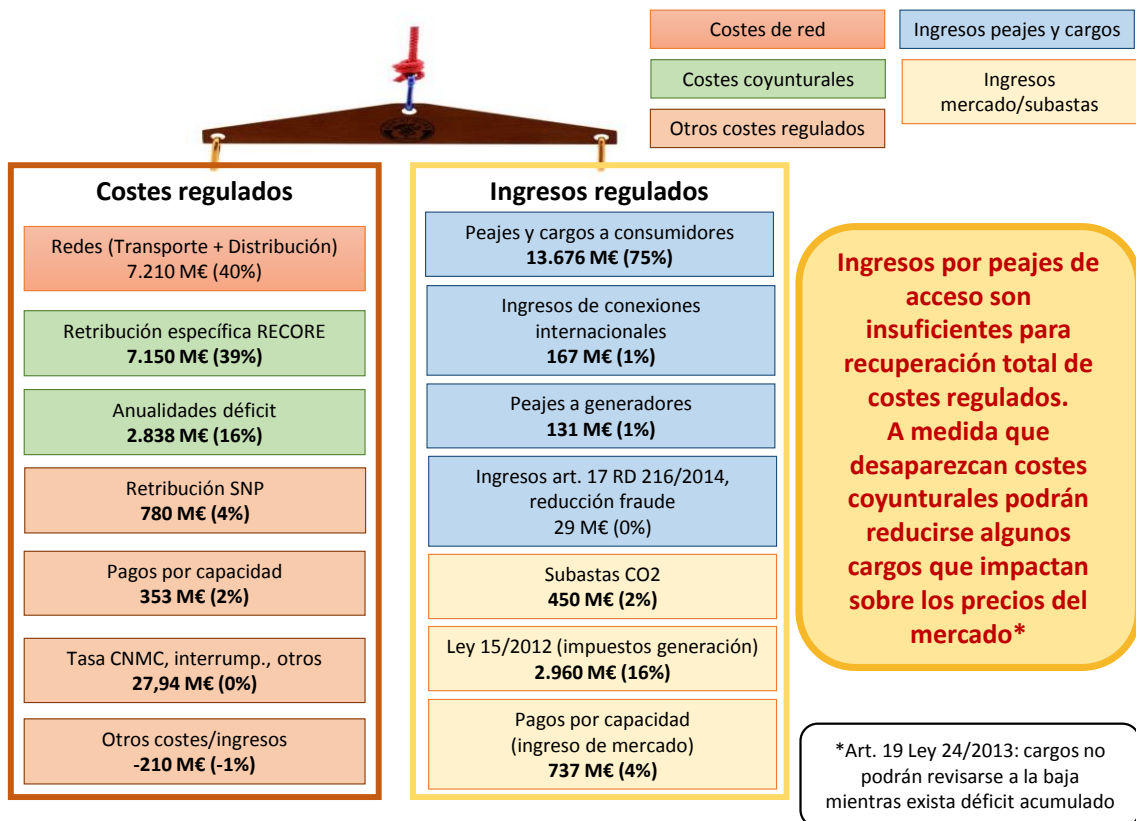




Figura 7.2. Costes regulados del sistema eléctrico español previstos para 2018 y fuentes de ingresos adicionales a los peajes y cargos a consumidores. Fuente: Elaboración propia a partir de (CNMC, 2017)

Se destaca en el balance de costes e ingresos, la importancia de la política energética del pasado en los costes actuales del sector, los costes de la retribución específica a las renovables (RECORE) que ascienden al 39% y los costes para amortizar el déficit de tarifa (16%). Derivado de ello se denota la insuficiencia de los peajes y cargos que pagan los consumidores en los ingresos (75%) y la necesidad de haber introducido otras formas de recaudación tales como los impuestos a la generación (16%) entre otros.

En primer lugar, se necesita revisar los impuestos que actualmente gravan la generación de electricidad en un contexto de una reforma fiscal energética y ambiental basada en el principio de *“quien contamina paga”*. Bajo la misma, se deberán aplicar tasas a los combustibles que internalicen las externalidades de las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes (p.ej., NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y partículas) y que promuevan una competencia efectiva entre combustibles y usos finales de la energía.

Adicionalmente, los costes derivados del soporte a energías renovables, que en su día no eran competitivas, y que actualmente financian 100% los consumidores eléctricos a través de la factura eléctrica, podrían repartirse entre todos los consumidores energéticos (electricidad, gas natural, gasóleo A y gasolina 95), de forma proporcional a su consumo energético (Batlle, 2011) o de forma inversamente proporcional a su elasticidad al precio, para minimizar distorsiones en las señales de precio (Ramsey, 1927) o de forma proporcional a su habilidad para incrementar su renta (Mirrlees and Diamond, 1971). Otra alternativa sería financiar estos costes o parte de ellos, junto con los otros costes de políticas públicas (extrapeninsulares y déficit de tarifa) a través de los Presupuestos Generales del Estado.

Una reforma fiscal en esta dirección tendrá impacto directo sobre el precio de la electricidad, la demanda de electricidad y del resto de combustibles que compiten para satisfacer las necesidades energéticas de los consumidores, sobre la recaudación de impuestos por el Estado, sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>, sobre el PIB y sobre el gasto energético, también sobre los márgenes de los generadores que participan en el mercado y el nivel de renta de los hogares (CEETE, 2018). Por todo ello, deberá ser adecuadamente consensuada dentro del Plan de Energía y Clima que el estado español debe elaborar y presentar de forma periódica a la Comisión Europea dentro de las iniciativas del Paquete de Energía Limpia de la Unión Europea (Comisión Europea, 2016).

## 7.2 Estructura tarifaria

Una vez decididos que costes finalmente se incluirán en la factura, el diseño de una tarifa aditiva que refleje los diferentes costes incurridos y proporcione señales correctas a la inversión es clave. Se trata de que los diferentes agentes del mercado, generadores, consumidores y los que realizan ambas actividades (incluido el almacenamiento) paguen los costes incurridos y se eviten subsidios cruzados, no deseados, entre las diferentes categorías o tipos de agentes.

La estructura tarifaria deberá promover una adecuada competencia entre recursos distribuidos y centralizados, ya sean de generación o de almacenamiento. Para ello se deben evitar tarifas volumétricas<sup>76</sup> sin discriminación temporal o geográfica, o prácticas de neteo entre los volúmenes de energía generada y consumida, que promueven prácticas ineficientes de autoconsumo<sup>77</sup>. Por esta razón no se deben indexar los costes fijos de redes y otros cargos regulados al consumo de energía. Los precios de la energía únicamente deberán reflejar los costes marginales incurridos con sus variaciones temporales. Para ello el uso de los contadores inteligentes, que en la actualidad ya están prácticamente desplegados, se convierten en un elemento indispensable para materializar este cambio. Este diseño promoverá la elección eficiente de los recursos energéticos y su gestión por parte del consumidor.

Según el estudio realizado por el MIT y la Universidad Pontificia Comillas titulado “Utility of the Future” algunos principios para un diseño eficiente de la estructura tarifaria son los siguientes (Perez-Arriaga et al, 2016):

- i) los precios cargados por kWh deben reflejar los costes marginales de generar y transportar la energía, por tanto deben ser simétricos para la energía inyectada o consumida, deben cambiar en el tiempo y depender del punto de conexión al sistema,
- ii) los costes incrementales de redes deben cargarse de forma proporcional a la contribución de los usuarios en los períodos de máxima utilización de las mismas,
- iii) los costes residuales de redes y otros cargos no directamente vinculados al consumo o generación de electricidad deben ser asignados de forma que distorsionen lo menos posible las señales eficientes de precio y de peajes de uso de redes, y
- iv) se deben eliminar de la factura eléctrica aquellos cargos de política energética o políticas sociales, que distorsionen la competencia entre combustibles para usos finales energéticos, o que induzcan a prácticas ineficientes de desconexión de la red para evitar pagar la elevada factura eléctrica.

Con estos principios en el diseño de precios y cargos se conseguirá que los consumidores puedan consumir, auto-producir, o almacenar energía en sus instalaciones, en su propio beneficio introduciendo también eficiencia para el sistema y evitando subsidios cruzados con otros consumidores pasivos, permitir la agregación de consumidores en comunidades energéticas con las mismas posibilidades y beneficios, lograr una efectiva competencia en el mercado entre recursos de generación o de almacenamiento, centralizados o distribuidos promovidos por los agentes del mercado, y dotar al sistema de señales que promuevan la flexibilidad por parte tanto de los recursos centralizados como distribuidos.

---

<sup>76</sup> Se denominan tarifas volumétricas a aquellas se aplican en función del consumo de energía.

<sup>77</sup> En este caso, la práctica del autoconsumo permite reducir el pago de costes tales como redes, u otros costes regulados, de los que se siguen beneficiando, y que otros consumidores deberán asumir.

### **7.3 Precios de mercado y granularidad temporal y geográfica**

La electricidad entendida como producto en kWh se seguirá transando en los mercados mayoristas y minoristas. Los precios de mercado deben reflejar las variaciones temporales de los costes marginales de generar y transmitir la electricidad. Las variaciones temporales reflejadas tanto en los precios mayoristas como minoristas se deberán trasladar a los recursos de flexibilidad con capacidad de respuesta, en general, a los recursos centralizados y a todos los consumidores con contadores inteligentes y recursos flexibles capaces de reaccionar a dichas variaciones de precio.

La granularidad geográfica de la señal de precio de la energía relacionada con la internalización de los costes marginales de las pérdidas en redes y los causados por las congestiones de red en el despacho de los recursos dependerá del marco regulatorio. Más concretamente si se consideran precios zonales, como en el actual diseño del mercado europeo, o precios nodales como en los mercados en USA. También existe la posibilidad de calcular precios zonales o nodales a nivel de las redes de distribución. Está claro que una mayor granularidad también implicará una mayor complejidad computacional, de información y comunicaciones, y de entendimiento y aceptabilidad por parte de los consumidores. Por tanto, existe un compromiso entre los beneficios incrementales en eficiencia y los costes añadidos en complejidad asociados a un mayor grado de granularidad en las señales de precios de energía. Un ejemplo claro lo constituye la necesidad de que para desarrollar el autoconsumo eficiente los consumidores con capacidad para ello deben recibir las señales de los costes de congestión de redes que podrían ayudar a paliar beneficiándose al mismo tiempo por el servicio prestado. Los reguladores deben determinar en la práctica en qué grado aplicar este nivel de granularidad en el diseño del mercado y en la asignación de los costes regulados a los diferentes usuarios del sistema de acuerdo a su localización.

Como ya se ha comentado en el capítulo anterior, en escenarios futuros con alta penetración de renovables es previsible un desacoplamiento entre los costes marginales de corto plazo y los costes medios de los recursos de generación caracterizados por mayores costes fijos y menores costes variables, esto conducirá a mercados de capacidad, mercados de certificados verdes para cumplir con los objetivos de penetración de renovables fijados, o contratación de largo plazo que provean ese diferencial requerido por los inversores en dichos recursos y que complemente los ingresos que se obtendrían en el mercado de energía de corto plazo.

### **7.4 Costes de redes**

Los costes de las redes de transporte y distribución se recuperan a través de los peajes de redes y costes de conexión. En el caso español existe una metodología desarrollada por la CNMC donde dependiendo de las diferentes categorías tarifarias, los costes se cargan por potencia contratada o máxima demandada, y en menor proporción por energía consumida, en diferentes períodos temporales en el año (existen peajes planos, dos períodos, tres períodos y seis períodos) (CNMC, 2014).

Si bien esta metodología constituye un buen punto de partida, en el futuro se podrá ir mejorando para en primer lugar separar los costes incrementales de red de los costes residuales de red. Los costes incrementales son los costes asociados a los futuros refuerzos e inversiones necesarias si la utilización de la red en los períodos de máximo uso continuase creciendo. Los costes residuales es la diferencia entre el coste total a recuperar reconocido por el regulador y la cantidad calculada como coste incremental.

Los costes incrementales de las redes deben recuperarse a través de cargos que incentiven a los recursos flexibles (demanda o generación gestionable y almacenamiento) a minimizar el uso de las mismas en los períodos críticos de máximo uso para de esta forma reducir el volumen de inversiones futuras. Estos cargos por tanto serían dinámicos, cambiantes en el tiempo, simétricos para consumo o inyección de potencia, por potencia demandada/inyectada en los períodos críticos y locales dependiendo de los períodos de máxima utilización<sup>78</sup>. En este caso también aplica la discusión sobre la granularidad y el compromiso entre complejidad y beneficios de eficiencia anteriormente comentados. En lo relativo a la granularidad geográfica, en el caso español, la Ley actual y la tradición siempre han considerado el principio de tarifa única a nivel nacional, sólo se diferencia a los consumidores por el nivel de tensión de su punto de conexión a la red, pero no por su localización geográfica dentro del territorio. En este contexto, en aras a la eficiencia, se podría introducir el concepto de discriminación en función del nivel de congestión de la red, tal y como ya se hace para el nivel de tensión, como un aspecto objetivo a considerar en el diseño de la tarifa de red. Alternativa o complementariamente también se podría desarrollar un servicio para la resolución de congestiones a nivel de las redes de distribución de tal forma que los consumidores activos y los recursos distribuidos puedan beneficiarse de la resolución de las mismas si participan de forma activa en este servicio de red<sup>79</sup>.

El resto de costes de la red, coste residual, deberá ser recuperado mediante un cargo fijo a los consumidores eléctricos, tal y como se expone en el siguiente apartado, o como el resto de infraestructuras de redes energéticas o viarias se podrá financiar en parte por los presupuestos generales del Estado, dado el carácter vertebrador y de desarrollo que proporcionan este tipo de infraestructuras.

---

<sup>78</sup> Esta propuesta de cargos simétricos por utilización de la red en períodos críticos de máxima utilización puede chocar desde el punto de vista práctico de implantación con la limitación impuesta a los peajes de los generadores por el Reglamento (UE) 838/2010 de la Comisión, de 23 de septiembre de 2010, para las tarifas de transporte medias anuales, que los limita a un máximo de 5€/MWh para la mayoría de los países incluida España.

<sup>79</sup> El principio de diseño de este servicio de congestiones a nivel de redes de distribución sería similar al servicio de gestión de restricciones actual en la red de transporte gestionado por el Operador del Sistema (REE).

## **7.5 Otros costes de políticas energéticas y la metodología de tarifas**

El coste restante de las redes, coste residual, así como los costes de políticas que finalmente se decidan incluir en la factura eléctrica deberán recuperarse a través de cargos fijos, en lugar de volumétricos, asignados a consumidores de forma que minimicen las distorsiones sobre sus actuaciones eficientes en la inversión en recursos distribuidos o en la gestión de su energía y siguiendo principios de equidad y justicia.

Los cargos fijos pueden diseñarse siguiendo los principios de asignación via Ramsey entre las distintas categorías tarifarias. Dentro de las categorías de consumidores conectados en redes de baja tensión un proxy sería un cargo fijo por consumidor calculado de forma proporcional, por ejemplo, a la tasa de bienes inmuebles o al tamaño de la propiedad con suministro eléctrico del consumidor, o a la potencia contratada entre otras alternativas posibles. Para los consumidores conectados a las redes de alta tensión también podría utilizarse como proxy la potencia contratada.

Es importante resaltar la necesidad de dotarse de una metodología tarifaria objetiva, transparente y no discriminatoria que aplique los principios de diseño enumerados y se mantenga en el tiempo de forma estable. La Unión Europea recomienda en sus directivas que la metodología de tarifas de electricidad y gas sea definida y aplicada por las Autoridades Reguladoras Nacionales con competencias en materia energética.

## **7.6 Roles de los operadores de redes TSOs y DSOs y coordinación entre ellos**

El papel de los operadores de redes tanto a nivel de transporte como de distribución cambiará sustancialmente con los nuevos requisitos de seguridad de suministro y multitud de recursos distribuidos impuestos por el paradigma de un sistema totalmente descarbonizado con elevada penetración de renovables. Con el proceso de digitalización y la utilización masiva de comunicaciones, el volumen de información y la provisión de servicios por parte de diferentes agentes conectados a los distintos niveles de tensión se incrementará notablemente. El reto para los operadores de redes es doble. De un lado, para los TSOs (siglas en inglés para los Operadores de las redes de transporte) consolidar un mercado europeo integrado donde los servicios de red puedan intercambiarse entre las diferentes áreas interconectadas en los países miembros (Comisión Europea, 2017). De otro, la integración en la provisión de estos servicios de millones de recursos distribuidos de hasta algunos kW participando de forma activa en la gestión del sistema eléctrico, va a requerir una necesaria coordinación entre los DSOs (siglas en inglés para los Operadores de las redes de distribución) y los TSOs (ENTSO-E, 2017).

Los servicios relacionados con las reservas operativas para el mantenimiento de la frecuencia y de balance para la gestión de desvíos entre producción y consumo de electricidad toman una mayor relevancia, como se ha explicado en el capítulo 5, en un contexto de alta penetración de renovables. A nivel europeo, se está llevando a cabo un proceso de armonización de productos y servicios para que los TSOs puedan intercambiar los mismos utilizando plataformas comunes y

los diferentes agentes puedan ofrecerlos en un contexto de un mercado integrado interfronterizo. Esto está conduciendo al desarrollo de regulación específica, los conocidos *Network Codes*, (Comisión Europea, 2017) y a la implantación de plataformas de productos y servicios tales como: LIBRA para la activación de reserva terciaria, MARI y PICASSO para la activación de reserva secundaria manual y automática respectivamente, etc (ENTSO-E, 2018).

En cuanto a los DSOs, tal y como se ha explicado en el capítulo 4, se está produciendo un cambio de rol para convertirse en operadores activos con capacidad de utilizar la flexibilidad que ofrecen los consumidores activos y los recursos distribuidos para la gestión de la red. Esto aumenta la complejidad de la operación del sistema y las necesidades de coordinación con los TSOs, pues estos mismos recursos distribuidos podrán ofrecer servicios tanto a los DSOs para gestionar las redes de distribución, como a los TSOs para participar en los servicios de balance o gestión de congestiones en la red de transporte. De ello se deriva la necesidad también de desarrollar plataformas de mercado para coordinar estos servicios entre TSOs y DSOs de tal forma que los oferentes puedan obtener los máximos beneficios y el sistema en su conjunto se opere con la mayor eficiencia al menor coste. A ello también se suma la necesidad de coordinar de forma más estrecha las funciones de planificación y operación de la red en este nuevo contexto, tal y como se recoge en el Artículo 53 de la propuesta de la Comisión sobre el nuevo Reglamento del Mercado interior de la Electricidad (Comisión Europea, 2016).

Todo ello llevará a una mayor eficiencia tanto en el uso de las redes como en el uso de las instalaciones de generación y consumo de electricidad.

## 7.7 Referencias

ACER, 2017. ACER/CEER electricity and gas market monitoring report 2016. Electricity and gas retail markets.

Battle C., 2011. A method for allocating renewable energy subsidies among final energy consumers. *Energy Policy*, 39, 2586-2595.

CEETE, 2018. Comisión de Expertos sobre Escenarios de Transición Energética. Análisis y Propuestas para la Descarbonización.

CNMC, 2014. Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

CNMC, 2017. Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para el año 2018. Diciembre 2017.

Comisión Europea, 2016. Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al mercado interior de la electricidad, COM/2016/0861 final/2 - 2016/0379 (COD).

Comisión Europea, 2017. Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico. Disponible en [https://electricity.network-codes.eu/network\\_codes/eb/](https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/)

ENTSO-E, 2017. Distributed Flexibility and the Value of TSO/DSO Cooperation. Fostering active customer participation to value their services on the market. An ENTSO-E Position Policy Paper.

ENTSO-E, 2018: Información sobre la implementación del Reglamento sobre balance a través de diferentes plataformas de productos y servicios, disponible en [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/) Ministerio de Agricultura, 2017. Inventario de emisiones de España. Emisiones de gases de efecto invernadero, serie 1990-2015.

Mirrlees, James; Peter Diamond, 1971. Optimal Taxation and Public Production I: Production Efficiency. *American Economic Review* 61, 8-27.

Mirrlees James, Peter Diamond, 1971. Optimal Taxation and Public Production II: Tax Rules. *American Economic Review*, 61, 261-278.

Pérez-Arriaga I.J. et al., 2016. Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition Report.

Ramsey F., 1927. A contribution to the theory of taxation. *The Economic Journal*, 37, 47-61.





## 8. Roadmap para la transición hacia un sistema eléctrico con alta penetración renovable

Las medidas técnicas y regulatorias expuestas a lo largo de este documento deberían llevarnos eventualmente hacia un sistema eléctrico con muy alta penetración renovable, seguro y asequible en términos económicos.

Simulaciones realizadas por el IIT permiten analizar en términos cuantitativos la senda de descarbonización del sector. Los análisis revelan que parece totalmente asumible en términos de costes y de seguridad de suministro alcanzar ya en 2030 cuotas de producción renovable del 70%, incluso sin centrales nucleares operativas.

### 8.1 Hacia un mix altamente descarbonizado en 2030

A lo largo de esta transición es previsible que debido a la alta competitividad en costes que las tecnologías renovables, solar fotovoltaica y eólica, están adquiriendo, el mix eléctrico evolucione de forma natural hacia un nivel de penetración de las mismas considerablemente mayor que el actual sin un coste adicional. Esta tendencia se verá reforzada en la medida en que las centrales de carbón vayan cerrando al dejar de ser competitivas por motivos medioambientales y por la fuerte regulación sobre los límites de sus emisiones que les obligarían a invertir en costosos equipos de captura de CO<sub>2</sub>.

En concreto, para escenarios del año 2030, el óptimo económico hace que sea posible que, si sus costes siguen bajando, las inversiones en solar fotovoltaica y eólica puedan alcanzar valores significativos, con cuotas de producción eléctrica con energía renovable que podrían alcanzar valores cercanos al 70%. En cualquier caso, el mix en 2030 dependerá de la competitividad y eficiencia que alcancen las tecnologías renovables, del cierre progresivo de las centrales de carbón, y de las decisiones sobre el alargamiento de vida de las centrales nucleares que deberán tomarse durante esta década, así como por supuesto del crecimiento de la demanda eléctrica, que influye también en la necesidad de realizar nuevas inversiones.

A modo ilustrativo se presenta en la Figura 8.1 un escenario optimista de reducción de costes de las renovables, etiquetado a efectos de este estudio como “Renovable eficiente”<sup>80</sup>. Otros escenarios más conservadores pueden consultarse en (Gómez et al, 2019) o en (Economics for Energy, 2017).

---

<sup>80</sup> Este escenario considera costes de inversión de la solar fotovoltaica (inversión 470 €/kW, costes O&M 10 €/kW-año) y de la eólica terrestre (inversión 960 €/kW, costes O&M 20 €/kW-año y factor de utilización del 37%) en línea con las previsiones de BNEF (en la banda baja de costes) y el cierre de las centrales nucleares antes de 2030. Para las baterías de ion-litio de 4 horas de descarga se ha considerado un coste de inversión de 627 €/kW. Para hipótesis, datos utilizados y resultados ver (Gómez et al, 2019).

En este escenario las tecnologías dominantes en inversión son la solar fotovoltaica y la eólica, junto con el apoyo de ciclos abiertos para dar seguridad de suministro. Como se aprecia en la figura, en estas condiciones la penetración de energía renovable alcanza el 72% del total de la producción de energía.

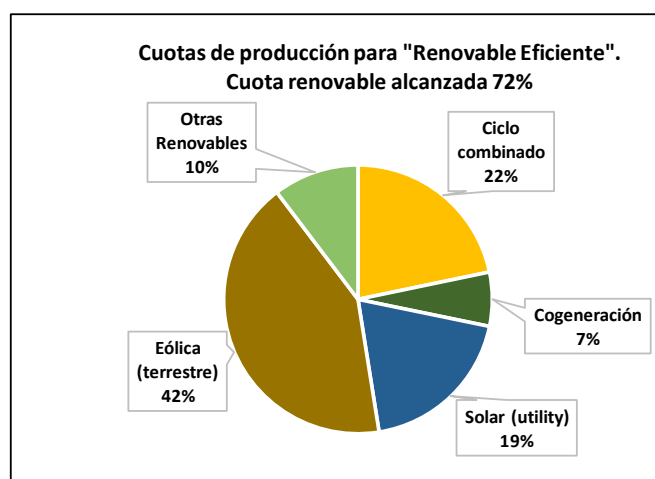
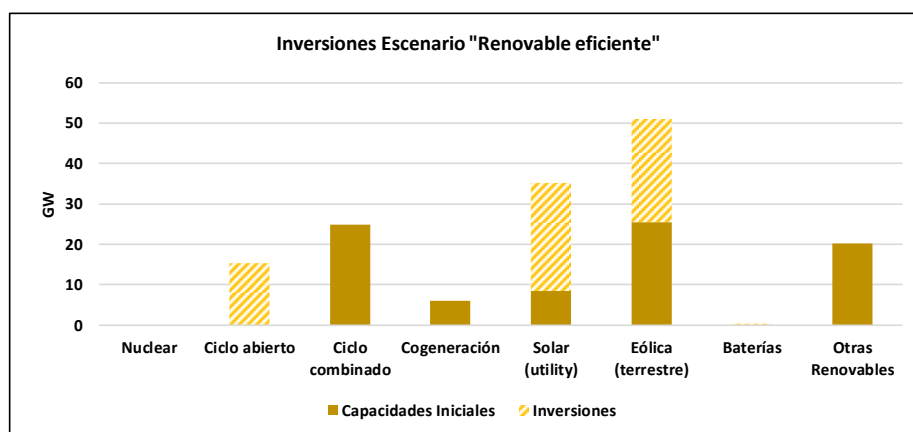


Figura 8.1. Potencia instalada (GW) (existente, barras llenas, y nuevas inversiones, barras rayadas) y producción de energía (% del total 316 TWh) en 2030 para un mix óptimo económico<sup>81</sup>.

Estos escenarios, en función de los costes de inversión y de los combustibles que se materialicen en el futuro, podrían alcanzarse con costes medios de generación asumibles de inversión en nuevas plantas y de operación del sistema.

<sup>81</sup> Estas simulaciones se han realizado con el modelo SPLODER desarrollado por el IIT. Los datos de entrada y los resultados obtenidos para los diferentes escenarios simulados en el año 2030 pueden encontrarse en (Gómez et al, 2019).

Por ejemplo, a modo ilustrativo, la Figura 8.2 muestra los costes totales de la generación de electricidad para el escenario optimista presentado anteriormente y para el escenario de referencia año 2015<sup>82</sup>. Obsérvese que a pesar de las diferencias en costes totales, cuando se calcula el coste medio por MWh producido, el coste medio en 2015 resulta 42 €/MWh similar al coste medio en 2030 de 41 €/MWh<sup>83</sup>. Por tanto, si se materializan las proyecciones de costes consideradas, la transición no supondría unos mayores costes en el sistema.

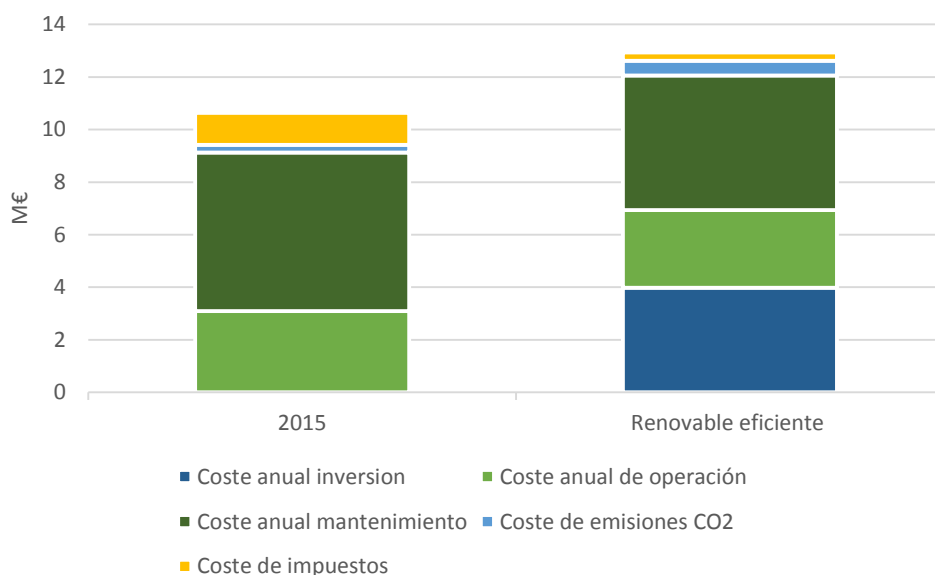


Figura 8.2. Costes anuales<sup>84</sup> de nueva inversión para 2030, de operación y mantenimiento, de emisiones de CO<sub>2</sub> y de impuestos medioambientales, no se incluye la amortización de las plantas existentes, para el mix óptimo económico en el escenario renovable eficiente y en el escenario de referencia año 2015.

En cambio, si no se logran estas reducciones de costes, o si cambian los supuestos de costes del sistema (de nuevo, véase Gómez et al, 2019) los costes totales podrían aumentar (véase la Figura 8.3).

<sup>82</sup> En estos costes medios no se ha incluido la amortización de las plantas existentes o las ya comprometidas en las pasadas subastas de renovables que estarán operativas en 2030.

<sup>83</sup> Para el cálculo del coste medio se ha tomado la generación en 2015 igual a 253 TWh y la generación en 2030 igual a 316 TWh.

<sup>84</sup> Tasa utilizada del 6.5% y vidas útiles para cada tecnología según (Gómez et al, 2019)

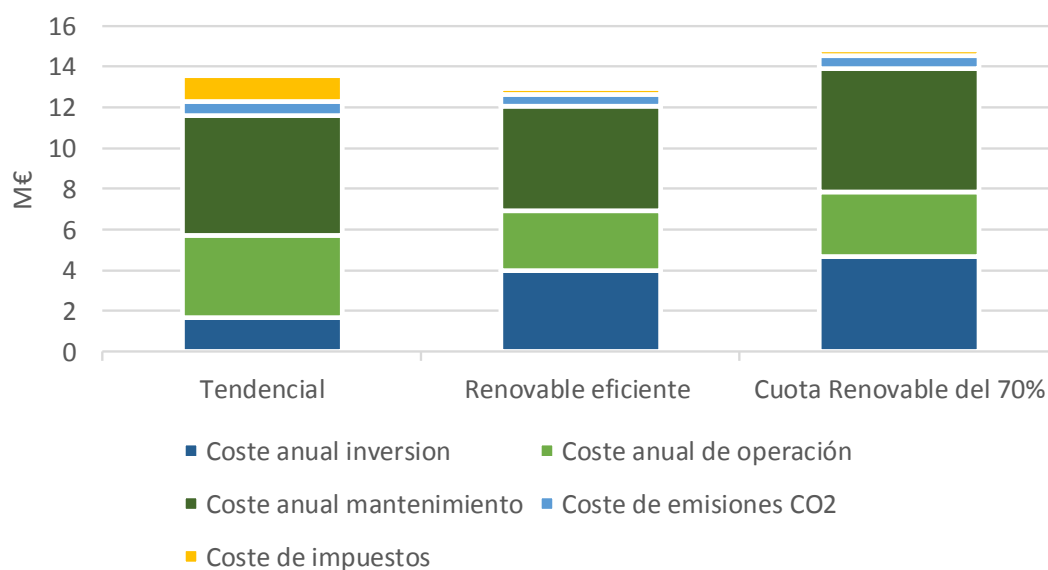


Figura 8.3. Costes anuales<sup>85</sup> de nueva inversión para 2030, de operación y mantenimiento, de emisiones de CO<sub>2</sub> y de impuestos medioambientales, no se incluye la amortización de las plantas existentes, para tres posibles escenarios en 2030 (Gómez et al, 2019).

Lo anterior se refleja también en los precios del mercado de energía que, en el escenario optimista, se mantendrían en valores similares a los actuales, aunque presentando mayores volatilidades<sup>86</sup>, y en la necesidad de incluir mecanismos de capacidad que permitan la financiación de las inversiones necesarias, principalmente ciclos abiertos o almacenamiento, para garantizar la seguridad del suministro<sup>87</sup>.

Es de destacar la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas que supondría la transición hacia un sector con alta penetración de renovables como el analizado que llevara al óptimo económico. A modo ilustrativo en la Figura 8.4 se muestra dicha reducción para el escenario optimista con respecto al escenario de referencia en 2015. Otros escenarios muestran reducciones menores, pero siempre significativas (en general nunca superiores a 30 MtCO<sub>2</sub>).

<sup>85</sup> Tasa utilizada del 6.5% y vidas útiles para cada tecnología según (Gómez et al, 2019)

<sup>86</sup> En el escenario simulado, el precio medio de mercado en 2030 alcanza valores de 39 €/MWh con una desviación típica de 18 €/MWh.

<sup>87</sup> En el escenario analizado, el precio de la potencia firme asciende a 65.625 €/MW\_firme-año.

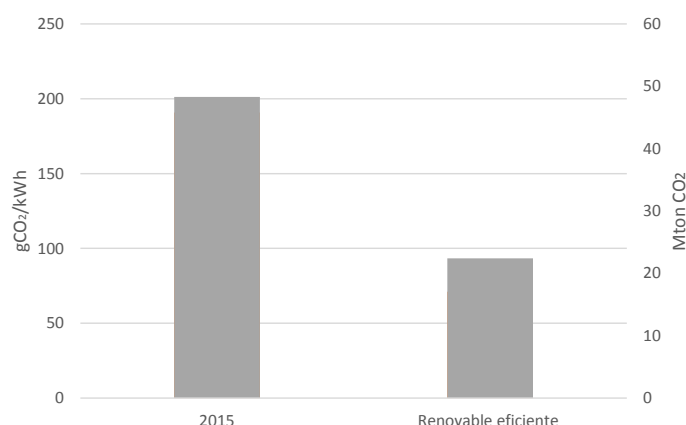


Figura 8.4. Emisiones de CO<sub>2</sub> en 2030 para el mix óptimo económico en el escenario “Renovable eficiente” con respecto al escenario de referencia en 2015.

De nuevo, es necesario señalar que si los costes de inversión de las energías renovables no se reducen tanto como se asume en este escenario, o si los precios del gas natural se mantienen en niveles elevados o incluso superiores a los actuales (tal como de hecho prevén los estudios de la Comisión Europea), los costes de la electricidad podrían incrementarse con respecto a los presentados y a los actuales (véase por ejemplo el informe de Economics for Energy sobre escenarios energéticos futuros en España<sup>88</sup>, o el informe de la Comisión de Expertos de Transición Energética).

Por otra parte, en el escenario presentado se aprecia como aparecen bastante equilibradas las nuevas inversiones en tecnología solar fotovoltaica y eólica para 2030. Estos resultados pueden verse alterados en favor de una mayor cuota de energía solar si se considera que los costes de la generación eólica ya no tienen tanto recorrido a la baja como lo que se ha considerado en este escenario, o si las tecnologías de almacenamiento en baterías consiguen una reducción drástica de sus costes para 2030, claramente inferiores a los considerados en este escenario.

Respecto al cierre o la extensión de vida del parque nuclear será preciso tomar una decisión política, informada por sus consecuencias en términos de costes económicos, emisiones de CO<sub>2</sub>, y generación de residuos radiactivos. Y en cualquier caso estas decisiones deberán ser informadas con suficiente antelación y acordarse mecanismos de cobertura de riesgos para los operadores de estas centrales que les permitan una adecuada gestión del proceso.

En el análisis presentado se ha considerado que las centrales de carbón dejarán de estar operativas en la próxima década antes del 2030 por motivos medioambientales y la fuerte regulación sobre sus emisiones que las conducirá a dejar de ser competitivas. Estas centrales en la transición podrían jugar un papel de respaldo para dar capacidad firme. Sin embargo, la Propuesta de Reglamento para el mercado interior de la electricidad de la Comisión Europea que limita la posible participación de plantas generadoras en mecanismos de capacidad a aquellas

<sup>88</sup> [https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe\\_2017.pdf](https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe_2017.pdf)

con emisiones de CO<sub>2</sub> menores de 550 g/kWh, supondría la eliminación en la práctica de estas centrales también en este posible rol de respaldo.

## **8.2 Una transición justa, con participación social y con una gobernanza sólida**

### **8.2.1 Transición justa**

La transición hacia un sistema eléctrico casi totalmente descarbonizado traerá consigo algunas consecuencias en términos de distribución de renta que convendrá tener en cuenta, y mitigar, para asegurar un pleno consenso social sobre la conveniencia de la transición.

Por un lado, la transición supone el abandono, gradual a corto y medio plazo, pero total a largo plazo, de los combustibles fósiles, carbón y gas (y derivados del petróleo en las islas). También puede suponer, si así lo decide la sociedad, la no extensión de la vida útil de las centrales nucleares. Estos dos elementos llevan consigo consecuencias negativas sobre los sectores económicos y de la población cuya renta depende de ellos: proveedores de equipos o ingeniería basados en estas tecnologías; empresas transportistas (incluida la regasificación o almacenamiento) de estos combustibles, en algunos casos con importantes inversiones en infraestructura; centrales eléctricas alimentadas por carbón o gas; y en menor medida, la minería del carbón que reste. Además, existirán zonas geográficas cuya renta dependa en gran medida de estas actividades, en particular las cercanas a las centrales eléctricas, a las plantas de regasificación, o a las minas de carbón.

Será preciso diseñar alternativas viables y sostenibles en el tiempo que permitan mantener las rentas de los hogares afectados, y también, en caso que se considere apropiado, recuperar las inversiones en activos no amortizados de las empresas reguladas afectadas cuando éstos ya no vayan a ser utilizados.

Por otra parte, y en función de la evolución tecnológica, la transición también puede suponer un cambio en los costes de la electricidad. Aunque todo indica que las energías renovables serán plenamente competitivas en el medio plazo (o incluso antes), será preciso contar durante un tiempo con soporte de respaldo, seguramente basado en combustibles fósiles, que a su vez deberán pagar un coste creciente por sus emisiones de CO<sub>2</sub>. Esto podría suponer, en algún escenario, un incremento relativo del coste de la electricidad, con consecuencias distributivas importantes, ya que son las rentas más bajas las que más sufren el aumento de los precios eléctricos. De nuevo, será necesario disponer de los mecanismos adecuados de protección para consumidores vulnerables y empresas electro-intensivas cuya competitividad depende directamente del precio de la electricidad.

Estos efectos sobre los consumidores vulnerables o empresas sensibles podrían mitigarse si, tal como se propone en el presente informe, se sacan de la tarifa eléctrica conceptos que no necesariamente deben estar en ella. Esto, sin embargo, puede suponer la elevación de los precios de los vectores energéticos alternativos si las cargas fiscales recaen sobre ellos, que, de nuevo, también podrían impactar en los consumidores vulnerables. Por tanto, será necesario no sólo

contar con mecanismos de protección contra precios altos de la electricidad, sino también contra precios altos de otros vectores energéticos.

## 8.2.2 Participación ciudadana

Uno de los elementos centrales de las propuestas de la Comisión Europea en su paquete legislativo<sup>89</sup> es la participación creciente del ciudadano en el sector eléctrico, tanto mediante su contribución activa a la gestión de la demanda, a la eficiencia energética, o a la generación; como por su mayor concienciación y participación en las decisiones relacionadas con el sector.

Un proceso de transición como el descrito en estas páginas constituye un proceso esencialmente político, ya que será necesario tomar decisiones que van más allá de la tecnología, en términos de balance entre coste económico, seguridad de suministro, e impacto ambiental. Por tanto, y en aras también del consenso necesario, será conveniente asegurar la mayor participación ciudadana posible en la toma de decisiones, algo que sólo será viable si la sociedad está suficientemente informada y concienciada.

## 8.2.3 Gobernanza estable y transparente

Finalmente, el proceso de transición energética, y el avance hacia un sistema eléctrico casi totalmente descarbonizado, requiere tomar decisiones de inversión sustanciales, que además tendrán una vida útil larga, y estarán expuestas a numerosos riesgos. Para que estas inversiones se puedan movilizar, y también para que los ciudadanos perciban la solidez de la apuesta y la apoyen, será imprescindible contar con un sistema de gobernanza estable y transparente. Como insiste habitualmente el Profesor Pérez Arriaga, una regulación “*long, loud and legal*”: una gobernanza que mire al largo plazo, que sea lo suficientemente robusta, y que provea de la necesaria seguridad jurídica a inversores y consumidores acerca de los cambios previstos.

En este sentido, la propuesta de Reglamento de la UE<sup>90</sup> acerca de la gobernanza de la transición energética es una buena muestra de ello, al requerir una estrategia de largo plazo construida a

---

<sup>89</sup> Comisión Europea, 2016. Clean Energy for all Europeans, disponible en <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

<sup>90</sup> Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a la gobernanza de la Unión de la Energía y por el que se modifican la Directiva 94/22/CE, la Directiva 98/70/CE, la Directiva 2009/31/CE, el Reglamento (CE) n.º 663/2009, el Reglamento (CE) n.º 715/2009, la Directiva 2009/73/CE, la Directiva 2009/119/CE del Consejo, la Directiva 2010/31/UE, la Directiva 2012/27/UE, la Directiva 2013/30/UE y la Directiva (UE) 2015/652 del Consejo y se deroga el Reglamento (UE) n.º 525/2013

partir de un proceso participativo. Otros ejemplos de interés son los comités para el cambio climático o la transición energética establecidos en Reino Unido<sup>91</sup> o Francia<sup>92</sup>.

### 8.3 Referencias

Gómez T., M. Rivier, J.P. Chaves, F. Martín, T. Gerres, Señales de precio a la inversión en un mercado eléctrico con elevada penetración de renovables. *Papeles de Energía n°6*, Enero 2019.

---

<sup>91</sup> <https://www.theccc.org.uk/>

<sup>92</sup> <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/loi-transition-energetique-croissance-verte>, y <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/decret/2015/10/2/DEV1521515D/jo>



