



IIT
INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas

Resumen Ejecutivo

Profesores: 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 2018

Versión Final

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.

Resumen Ejecutivo

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 local. 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.

Las emisiones de gases de efecto invernadero, de las que es responsable el sector energético en gran medida¹ (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. 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 ahí las consecuencias pueden ser más severas. La respuesta principal a este reto, reside fundamentalmente en la mejora de la eficiencia energética, el abandono de los combustibles fósiles y su sustitución por energías limpias.

Por otra parte, la contaminación atmosférica local, 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 la cuarta mayor causa de mortalidad en el mundo, afectando principalmente a las ciudades. Su solución pasa necesariamente por eliminar el uso de los combustibles fósiles, al menos en los centros urbanos.

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. 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 CO₂ con respecto a las de 1990²; e incluso se comienza a hablar de una economía neutra en carbono para esa misma fecha. En la práctica, esto supone una descarbonización casi total del sector energético.

¹ Las principales emisiones de gases de efecto invernadero son las de CO₂ y metano, que surgen como consecuencia del uso de combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo).

² Los cumplimientos de los objetivos del Acuerdo de París suponen ir al rango superior de este intervalo.

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). Ejercicios realizados para España muestran que, a 2050, el sector eléctrico podría estar basado casi en un 100% en energías renovables y que la cuota de electrificación podría alcanzar el 80% del transporte, el 75% del sector residencial y el 100% del terciario, siendo en el sector industrial donde se plantean las mayores incertidumbres.

Sin embargo, un sistema eléctrico 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.

2. Tecnologías de generación y almacenamiento

Las tecnologías que formarán parte del sistema eléctrico del futuro serán aquellas que permitan garantizar un suministro libre de emisiones de CO₂ y de otros contaminantes, pero también fiable y asequible en términos económicos.

Las tecnologías de generación que a día de hoy se encuentran disponibles comercialmente son: renovables (solar fotovoltaica, eólica, hidráulica, termosolar con o sin almacenamiento y biomasa) y térmicas (gas, carbón, y nuclear). Estas tecnologías presentan características muy distintas, si se consideran de forma aislada, en cuanto a: costes, emisiones de CO₂ 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 del futuro sostenible y descarbonizado. Es por ello que será necesario contar con una combinación de varias de ellas.

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 CO₂ (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 CO₂ y directas de contaminantes atmosféricos (biomasa).

Sin prejuzgar la posibilidad de que el resto de tecnologías libres de CO₂ 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 plazo indican que serán **la energía solar fotovoltaica y la energía eólica**, junto con la hidroeléctrica existente, las tecnologías de generación libres de CO₂ más competitivas a futuro. Desgraciadamente, estas tecnologías, la solar fotovoltaica y la eólica, consideradas por sí mismas, presentan algunos retos técnicos relevantes:

- Son poco programables o gestionables en el corto plazo pues no pueden producir más allá de lo que permite el recurso disponible en cada momento³, afectando 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.

Esto hará que, en lo que respecta a la fiabilidad del sistema, su utilización masiva sólo será factible si se cuenta con una combinación adicional de:

- generación de respaldo que aporte capacidad firme al sistema y que sea suficientemente flexible, como la hidráulica regulable o los ciclos de gas⁴.
- 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 la sección 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 su falta de gestionabilidad,
- y un mayor nivel de interconexiones entre diferentes sistemas eléctricos.

El almacenamiento a la escala necesaria puede lograrse con las siguientes opciones:

- Las centrales hidráulicas con capacidad de embalse: tecnología convencional con gran capacidad de gestionar su producción estacional y en el corto plazo.
- 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%.
- Las baterías: aún no competitivas económicamente, aunque seguramente sí 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 otro lado, se estima que su principal desarrollo será como recurso distribuido conectado a las redes de distribución.

³ 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.

⁴ Aunque esta segunda opción no esté libre de CO₂ y aumente la dependencia energética, tal como se indica en la tabla, estas pegas quedan muy relativizadas dado que los ciclos de gas, al adoptar un papel de respaldo para el sistema, tendrían una producción relativamente reducida.

- Otros: almacenamiento térmico, aún en fase de desarrollo.

Finalmente, es preciso mencionar que las características modulares de la energía solar fotovoltaica, y en menor medida, la energía eólica, permitirían 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.

3. La demanda eléctrica

La demanda contribuirá a lograr un sistema eléctrico casi totalmente descarbonizado a través de tres vías: la eficiencia energética, la gestión activa de la demanda, y la electrificación de los consumos finales.

En primer lugar, la eficiencia energética 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. La digitalización será una condición imprescindible para su implantación efectiva.

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. Los tres sectores de la demanda con más potencial en el futuro son: el transporte, los edificios y la demanda industrial.

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

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 de las rutas ferroviarias que aún utilizan diésel y de aumentar la cuota del transporte de mercancías, muy bajo en España respecto a la media europea.

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).

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.

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 CO₂. Actualmente, la calefacción, el enfriamiento y el agua caliente suponen aproximadamente el 50% de la energía consumida en los edificios. Por tanto, el sector de los edificios se considera como un objetivo clave donde concentrar esfuerzos para la mejora de la eficiencia energética.

El futuro de la eficiencia energética en edificios se basa en cuatro pilares: (1) una inteligencia en la nube que usa sensores IoT que permiten percibir lo que pasa dentro de cada edificio, (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.

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 y se estima en el futuro pueda llegar a 10. 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.

En el sector industrial la penetración de la electricidad es mucho más incierta. Aunque hay sectores como el siderúrgico donde la electricidad podría aumentar su cuota con la tecnología disponible, o procesos industriales en los que se podrían utilizar bombas de calor que aprovechen calores residuales con eficiencias altísimas, en general la electrificación requerirá nuevas tecnologías o un aumento de competitividad de las actuales, como hornos eléctricos eficientes, electrolisis, o tecnologías de membrana.

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 términos generales, la electrificación de procesos de temperaturas bajas y medias (menores a 200-250°C) es más fácil que la de aquellos que requieren altas temperaturas. Las tecnologías que actualmente se encuentran en el mercado para ello son: 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, fundición con plasma, tecnologías de hidrógeno o quemadores infrarrojos. Si estas tecnologías se llegasen a desarrollar siendo económicamente viables podrían incrementar considerablemente el potencial de electrificación de la generación de calor industrial.

4. Las redes eléctricas y su evolución

La necesaria flexibilidad de la demanda para acomodarse a la generación renovable variable, así como, en su caso, la mayor penetración de la generación distribuida, requerirá un cambio sustancial en la forma en la que se operan las redes eléctricas de distribución.

La red de distribución se ha diseñado tradicionalmente para transmitir flujos de energía de forma unidireccional desde la generación centralizada hasta el consumo, de manera que se pueda operar con bajos niveles de monitorización y control, gracias al comportamiento predecible y pasivo de los consumidores y la baja presencia de generación distribuida. Sin embargo, una integración eficiente de los recursos distribuidos (generación, respuesta de la demanda y almacenamiento) requiere un mayor grado de observabilidad y controlabilidad de la red, con flujos de energía en ambas direcciones, incluyendo también la participación activa de los recursos distribuidos para su operación segura.

Este nuevo paradigma de la planificación y operación de la red de distribución 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).

En España se han dado importantes pasos en este sentido. Cabe destacar el despliegue de contadores inteligentes que comenzó en el año 2007 y ha de terminar a finales de 2018. Otras soluciones que ya han dado el salto desde los proyectos piloto al despliegue a gran escala son la reconfiguración automática de la red en caso de interrupciones de suministro o la monitorización de las redes de baja tensión para la detección de fraude.

No obstante, aún queda mucho camino por recorrer para lograr un sistema de distribución verdaderamente inteligente. 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 las señales económicas apropiadas y que asegure la necesaria coordinación entre los roles de los operadores del sistema de transporte y de la distribución. 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.

Por otra parte, la Comisión Europea está promoviendo una mayor interconexión eléctrica entre los estados miembros con objeto de mejorar el funcionamiento del mercado, mejorar la seguridad de suministro y facilitar la integración de renovables. 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. Actualmente, la Península Ibérica tiene una capacidad de interconexión con Francia inferior al 5% de la potencia instalada.

Aumentar la capacidad de interconexión podría facilitar la integración de mayores volúmenes de generación intermitente de origen renovable a nivel europeo. Sin embargo, determinar adecuadamente los beneficios reales no es una tarea sencilla (dependen de las correlaciones entre la generación renovable de los países, de la correlación de las demandas, de otros posibles proyectos de red, etc.).

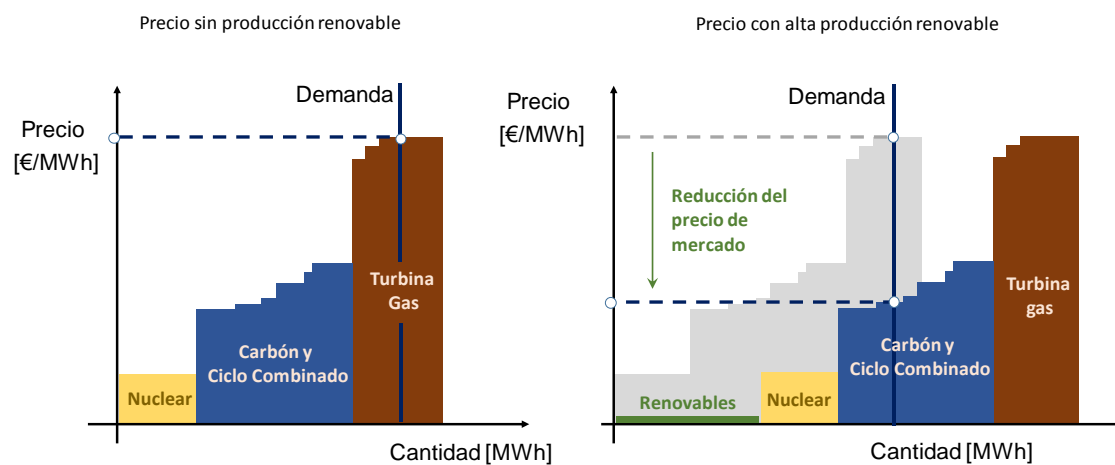
En cualquier caso, para su desarrollo, estos beneficios deberán superar los costes de la interconexión, aunque este no es posiblemente el mayor problema. La planificación del despliegue regional de renovables y de las nuevas interconexiones asociadas requiere su aceptación social y de un alto grado de coordinación entre los distintos países involucrados, y sobre todo, un reparto apropiado de los costes y beneficios tanto entre los países como entre los agentes afectados.

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

Como ya se mencionó anteriormente, 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, variables en su producción y de predictibilidad limitada. Dichas características introducen cambios en la operación del sistema, en las señales del mercado (precios) y finalmente en las decisiones de planificación de medio y largo plazo. Los impactos de la renovable en el

sistema español se han observado claramente en los últimos años con los niveles de capacidad actuales, pero estos 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 en la figura inferior. Esto es lo que se conoce como el efecto “orden de mérito” (*merit order effect* en inglés).



A su vez, el ciclado⁵ de las plantas térmicas se vuelve mucho más frecuente. Esto incrementa el desgaste y el coste asociado a la producción térmica, y puede ocasionar eventualmente posibles puntas de precio elevadas, por ejemplo, cuando una central térmica tenga que arrancar para producir sólo 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).

Por otro lado, la generación renovable no está siempre disponible, y esto implica que hará falta también generación de respaldo (o almacenamiento) que pueda producir o demanda flexible que pueda ser reducida durante los periodos en los que no hay suficiente producción renovable. Además, la generación renovable tiene que complementarse también con generación adicional de ciertas características técnicas para garantizar la seguridad de suministro en 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 posteriormente los de seguridad de suministro de muy corto plazo.

⁵ El ciclado de una planta térmica se refiere al ciclo de arranque, producción y parada.

Necesidad de producción de respaldo

El respaldo de producción, que puede ser proporcionado también por el almacenamiento, será necesario para cubrir los huecos en cuanto a 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 tendrán que ser cubiertos bien por centrales térmicas (algunas de las existentes y nuevas inversiones) y por las centrales hidráulicas (cuya operativa cambiará para dar respuesta a este problema, guiada por las señales de precio del mercado).

En esta línea, en los escenarios analizados a 2030 y 2050⁶ 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) para producir en las pocas horas de punta del sistema, y durante el anticiclón invernal. El almacenamiento (baterías o en bombeos reversibles) pueden contribuir a reducir el primer problema (las puntas del sistema), pero pueden no ser capaces de proporcionar el almacenamiento de carácter estacional que será necesario.

Las simulaciones también indican que el potencial de la gestión activa de la demanda, y de las interconexiones, no serían suficientes por sí mismos para lograr una operación segura del sistema, por lo que las centrales de respaldo, y en particular las de gas, seguirán jugando un papel relevante en el medio plazo.

Seguridad del sistema de muy corto plazo

Por otro lado, tal y como se ha mencionado, una mayor penetración de renovables también puede afectar a la seguridad del sistema a muy corto plazo, esto es, su capacidad para soportar perturbaciones (como caídas de rayos o desconexiones de centrales o líneas de transmisión) y mantener dentro de márgenes aceptables las variables que describen su funcionamiento (la tensión y la frecuencia).

Actualmente, la regulación de la frecuencia la realizan los generadores convencionales (térmicos – carbón, gas y nuclear – e hidráulicos). Las turbinas que mueven estos generadores son grandes masas rodantes con inercia que giran en sincronismo, por eso se conocen como máquinas síncronas, y que ayudan a mantener la frecuencia aumentando o disminuyendo su producción de forma dinámica dependiendo de los cambios en la demanda u otras perturbaciones en el sistema.

⁶ M. Rivier, T. Gómez, J.P. Chaves, R. Cossent, A. Sánchez, F. Martín, T. Gerres, “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/>.

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 medida en que aumenten los requisitos de regulación de frecuencia con la penetración de renovables, se prevé que el servicio complementario de regulación primaria pase de ser obligatorio a ser remunerado y asignado por el mercado, como ya se hace en otros países europeos. 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.

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

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

Para poder conseguir una integración eficiente de las fuentes de energía renovables, hay un total acuerdo sobre la necesidad de realizar una revisión amplia del diseño de los mercados de electricidad (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.

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

Tal y como se ha visto, 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 (cerca de cero), y también por un número de horas (mucho menor) de precios elevados, que en situaciones de escasez pueden y deben 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 a la inversión, y por lo tanto asegurar la recuperación de los costes de inversión de las centrales de generación⁷. En la práctica la capacidad del mercado de solo energía (“*energy only market*”) de atraer inversión es limitada por dos razones fundamentalmente.

La primera es la intervención regulatoria del precio del mercado. El que el regulador no permita (de forma explícita o implícita) que el precio refleje adecuadamente las situaciones de escasez introduce el problema conocido como “*missing money*”⁸. A este respecto, el caso español en la actualidad presenta uno de los límites de precio más bajo que podamos encontrar en cualquier mercado de electricidad, por lo que no permitiría reflejar adecuadamente en el futuro el precio en las potenciales situaciones de escasez.

La segunda razón es el riesgo asociado al precio del mercado de energía. Acabamos de ver que el precio de corto plazo es volátil. Sin embargo, al contrario de lo que 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 tecnología puede incentivar igualmente su inversión. La razón principal detrás de la falta de inversión es la incertidumbre del precio en el largo plazo⁹, que es hoy muy superior a la que existía hace un par de décadas: además de la incertidumbre inherente a la evolución de las curvas de aprendizaje de las nuevas tecnologías, el futuro se percibe sujeto a intervenciones regulatorias (ambientales, de seguridad de suministro, etc.) no siempre predecibles.

La solución a este segundo problema podría estar en los mercados a 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), y su poca aversión al riesgo asociada al precio, que no termina de percibir como un peligro real, hace que estos mercados no

⁷ Este es el paradigma conocido como mercado de solo energía (“*energy only market*”, en la literatura en inglés)

⁸ Imposibilidad de las plantas del mix, que debieran instalarse bajo criterios de eficiencia, a recuperar sus costes de inversión.

⁹ Por incertidumbre de largo plazo, nos referimos precisamente a la incertidumbre asociada al precio medio anual que percibirá cada tecnología en los futuros años.

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.

Por otro lado, si se exigen objetivos específicos de política energética, tales como cuotas de producción de energías renovables, o volúmenes de almacenamiento de largo plazo (véase el bombeo) por seguridad de suministro, podrían hacer falta sistemas de remuneración complementaria para alcanzarlos.

La necesidad de mecanismos complementarios de largo plazo

Por todo lo anterior, será necesario contar con mecanismos de largo plazo que remuneren de forma adecuada la potencia firme necesaria en el sistema (mercados de capacidad), así como la capacidad requerida para alcanzar los objetivos establecidos de política energética (p.ej., renovables)¹⁰.

Adicionalmente, hoy en día se considera fundamental que las renovables participen en los mercados en las mismas condiciones que el resto de las tecnologías y perciban los mismos incentivos, a la vez que se minimiza la distorsión de la señal de corto plazo.

La necesidad de rediseñar los mercados de corto y muy corto plazo

Finalmente, los mercados mayoristas de corto plazo y de tiempo real seguirán siendo necesarios para optimizar el despacho y el consumo aunque necesitarán algunos ajustes para poder permitir a todas las tecnologías, y a todos los agentes, participar de forma activa y eficiente en los mismos en la medida en que puedan realmente proveer los servicios requeridos por el sistema. Esta participación permitirá cumplir mejor los objetivos tanto de largo plazo como de flexibilidad de corto.

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

¹⁰ Los mecanismos de capacidad están orientados a contratar capacidad firme con la que garantizar la seguridad de suministro, objetivo bien diferente del cumplimiento de las cuotas de penetración de renovable también fijadas por la UE. De ello no se puede concluir que las renovables que entren al mercado (sin apoyo alguno) no tengan derecho a participar en el mecanismo de capacidad en la medida en que aporten firmeza al sistema. En todo caso, destacar que la normativa UE de ayudas de Estado no permite acumular ayudas de forma que la rentabilidad obtenida sea excesiva. Por ello, si el apoyo a las renovables se diseña con el objetivo de garantizarles una rentabilidad razonable, dichas renovables no podrán participar además en el mecanismo de capacidad, o si ello tuviera lugar, los ingresos derivados del mecanismo de capacidad deberían tenerse en cuenta para calcular la remuneración adicional que les permitiera alcanzar la rentabilidad garantizada.

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 que reflejen los costes incurridos y el valor de los servicios prestados es clave.

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.

En primer lugar, se necesitan 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 CO₂ y otros contaminantes (p.ej., NO_x, SO₂ 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 actualmente financian 100% los consumidores eléctricos a través de la factura eléctrica, podrían repartirse entre todos los consumidores energéticos, o de forma inversamente proporcional a su elasticidad al precio, para minimizar distorsiones en las señales de precio. 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.

Estructura tarifaria

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 volumétricas¹¹ sin discriminación temporal, o prácticas de neteo, que promueven prácticas ineficientes de autoconsumo¹². 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.

Costes de redes

¹¹ Se denominan tarifas volumétricas a aquellas se aplican en función del consumo de energía.

¹² 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.

Los costes de las redes de transporte y distribución se recuperan a través de los peajes de redes y costes de conexión.

Si bien la metodología propuesta por la CNMC para la asignación de los costes de red a las diferentes categorías tarifarias 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 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.

El resto de costes de la red, coste residual, deberá ser recuperado mediante un cargo fijo a los consumidores eléctricos, 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.

Costes de políticas energéticas y 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 para los consumidores conectados en redes de baja tensión se podrían calcular 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.

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 alta penetración renovable, seguro y asequible en términos económicos.

Simulaciones realizadas para el sistema español 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. Es previsible que debido a la alta competitividad en costes que las tecnologías renovables, solar y eólica, están adquiriendo, el mix eléctrico evolucione de forma natural hacia un nivel de penetración de renovables considerablemente mayor que el actual. 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 CO₂.

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 CO₂, y generación de residuos radiactivos. Y en cualquier caso 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.

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. Los impactos sobre el tejido económico de las regiones afectadas por el posible cierre de las centrales convencionales deberán ser convenientemente abordados con el fin de asegurar una transición energética justa.

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.

Será también necesario, en el caso de costes elevados de la electricidad durante la transición, disponer de los mecanismos adecuados de protección para consumidores vulnerables y empresas electro-intensivas cuya competitividad depende directamente del precio de la electricidad.

Participación ciudadana

Este proceso de transición 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.

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. 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.



Santa Cruz de Marcenado, 26
28015 Madrid
Tel +34 91 542 28 00
Fax + 34 91 542 31 76
secretaria.tecnica@iit.comillas.edu
www.iit.comillas.edu