

Limpio, asequible y fiable: Acertar con la transformación del sistema eléctrico en España

Christos Kolokathis¹

Sumario ejecutivo

España se ha marcado objetivos claros y adecuados para aumentar la presencia de las energías renovables en el sector eléctrico en la próxima década. El país se ha comprometido a cumplir algunos de los objetivos más ambiciosos de toda Europa en este aspecto. Según su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), la intención es duplicar el porcentaje de energías renovables en el mix eléctrico e ir de un 37% en 2015, aproximadamente, a un 74% en 2030, y al mismo tiempo aumentar la electrificación de su sistema energético. Se espera que la energía solar y eólica sean los mayores contribuyentes en el cumplimiento de estos objetivos.

Con el aumento de energía renovable en el sistema, surge una pregunta: ¿Está preparado el mercado actual para integrar estas energías renovables y mantener un funcionamiento eléctrico fiable y económico? Alrededor del mundo, la experiencia nos demuestra que los sistemas eléctricos en transición deben adaptarse a las nuevas condiciones para que los consumidores puedan beneficiarse al máximo de dichos cambios.

Este estudio repasa las perspectivas de la idoneidad de los recursos en España y sugiere medidas que el país puede adoptar para alcanzar los niveles deseados de fiabilidad al menor coste posible, a la par que aumentan los niveles de renovables en su sistema. El estudio se centra en el sistema eléctrico de la península, de aquí en adelante referido simplemente como España.²

¹ El autor quisiera expresar su agradecimiento y reconocimiento a las siguientes personas, que contribuyeron con información esclarecedora a las diversas versiones de este estudio: Fernando Martínez Sandoval y Meritxell Bennasar (Fundación Renovables); Guillermo Ramo (anteriormente con IIDMA – International Institute for Law and the Environment); y Michael Hogan, Frederick Weston y Philip Baker (RAP). Ayuda editorial de Tim Simard y Deborah Stetler.

Nuestras conclusiones clave son:³

- El mercado español sufre un problema de sobrecapacidad agudo, que se espera continúe al menos a medio plazo. Los riesgos para la seguridad del suministro son casi nulos, incluso aún en las condiciones más extremas.
- España necesita retirar plantas para establecer un mercado eléctrico económicamente sostenible. Está programado el cierre de varias plantas de carbón a corto plazo, pero incluso esto sería insuficiente. Un paso adelante en esta dirección podría ser la eliminación gradual formal del carbón a medio plazo. Esto equilibraría mejor el mix de recursos energéticos con los objetivos de emisiones de carbono de los Estados Miembros, permitiría la existencia de recursos más flexibles, incluyendo opciones más económicas de flexibilidad de la demanda, para participar de forma activa en el mercado y aumentar la certidumbre y confianza en la dirección tomada.
- Las perspectivas de idoneidad de los recursos energéticos existentes demuestran claramente que no hay que intervenir en el mercado a través de un Mecanismo de Remuneración de Capacidad (MRC, CRMs en inglés) para asegurar la seguridad del suministro. Los generadores de combustibles fósiles, en particular, se han beneficiado sustancialmente de la implementación de los MRCs durante más de una década. Estos mecanismos han retenido plantas de combustibles fósiles en el sistema que eran innecesarias, perjudicando así la eficacia del mercado de energía mayorista y sobrecargando a los consumidores con facturas de electricidad más elevadas. La adopción de un MRC, incluyendo cualquier retraso en la eliminación de mecanismos existentes, estaría en oposición al conjunto de medidas Clean Energy for All Europeans (CE4All), recientemente adoptado en Europa. Prolongar innecesariamente el problema de la sobrecapacidad sólo agravaría las distorsiones del mercado.

De cara al futuro, la flexibilidad será la clave para descarbonizar el sistema eléctrico y alcanzar objetivos de fiabilidad, todo ello al menor coste posible. El sistema eléctrico deberá ser lo suficientemente flexible para abordar la inestabilidad en la carga neta (por ejemplo, cuando existe un cambio rápido en el suministro) a lo largo de diferentes períodos de tiempo. Existen varias formas de conseguir la flexibilidad necesaria en el sistema — una mejora en el diseño de mercado mayorista de energía y servicios de balance, una mayor integración del mercado español en el mercado continental y una función más destacada para el sistema de respuesta a la demanda:

- La prioridad principal para los responsables de la normativa en España debería ser la implementación de una tarificación de precios de escasez para la energía de balance en el mercado eléctrico de ajustes que contribuya a revelar el coste marginal real de la energía. Además, introducir incentivos de ubicación a la hora de fijar

³ Nuestro artículo no ha considerado la situación en las Islas Baleares, las Islas Canarias ni las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla, ya que funcionan de manera aislada.

precios contribuirá a desarrollar la flexibilidad, estimulará nuevas inversiones donde más necesarias son y ayudará a tratar la congestión de la red de manera asequible.

- España continúa siendo uno de los países europeos más aislados eléctricamente, con una interconexión limitada con el resto de Europa continental. Es encomiable que el país haya establecido planes para ampliar su capacidad de interconexión con el resto de Europa a través de Francia. Sin embargo, es importante asegurar que el potencial económico de dicha capacidad se utilice plenamente. Actualmente, las interconexiones están infrautilizadas, y existen muchas posibilidades de mejora en este campo. El país también debería continuar su integración hacia el mercado eléctrico único en todas las franjas horarias.
- El potencial para una demanda flexible rentable debería ser mejor explotado, empezando por la eliminación de la producción sobrante y poco económica. Tradicionalmente, los operadores de sistemas pronosticaban la demanda y programaban el suministro para satisfacerla; el reto va a consistir más y más en pronosticar una producción de energía variable y planificar la demanda para reducir costes y minimizar interrupciones. En este contexto nuevo, será importante asegurarse de que el precio minorista variable en el tiempo — un concepto que está relativamente bien desarrollado en el país — dé resultados eficientes, y que el sistema de respuesta a la demanda explícito pueda participar en todos los mercados con una normativa que facilite su desarrollo. España podría también mejorar el diseño de sus tarifas de red para aumentar aún más la flexibilidad rentable en el lado de la demanda.

Introducción

Contexto: El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España

Como parte del recientemente adoptado conjunto de medidas CE4All⁴, España se ha fijado uno de los más ambiciosos planes nacionales de energía y clima (PNIEC) de toda Europa. El país planea aumentar considerablemente el porcentaje de energía renovable en el mix eléctrico y reducir las emisiones de gas de invernadero (GEI) del sector. El sector eléctrico es el sector líder en la reducción de emisiones de GEI de toda la economía, con una disminución proyectada de aproximadamente un 72% entre 2015 y 2030. Esto equivale a duplicar la generación de energías renovables, yendo de alrededor

⁴ España está actualmente en el proceso de finalizar su PNIEC para 2030. Se publicó una segunda revisión del plan para ser consultado en el marco de una evaluación medioambiental estratégica, inicialmente hasta el 25 de marzo de 2020. Sin embargo, como consecuencia de la promulgación del Decreto Real 463/2020, que declaraba el estado de emergencia debido a la pandemia de Covid-19, la fecha límite inicial fue suspendida hasta que el estado de emergencia fuera suspendido también. El 31 de marzo de 2020, el Gobierno español envió el segundo borrador a la Comisión Europea, quedando pendiente de cualquier cambio que pudiera surgir más adelante a partir de su evaluación medioambiental estratégica. Esta segunda versión conserva los mismos objetivos clave (por ejemplo, objetivos de energía renovable), aunque existen algunas diferencias en los detalles del plan. Véase Gobierno español (20 de enero de 2020). *Plan Integrado Nacional de Energía y Clima 2021-2030*. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_final_necp_main_en.pdf

de 37% en 2015 a 74% en 2030. Se prevé que el consumo de electricidad final aumente ligeramente en el mismo período (un 4% en la hipótesis de los objetivos fijados), debido principalmente a una mayor electrificación en el sector del transporte.⁵ Este incremento está parcialmente contrarrestado por un mayor rendimiento en la economía en general. El plan es consistente con los objetivos a largo plazo, hasta 2050, e incluye conseguir un sector eléctrico completamente descarbonizado de aquí a mediados de siglo.

Las tecnologías clave que están impulsando el crecimiento de la producción de energías renovables son la energía eólica terrestre y la energía solar fotovoltaica. La predicción para la capacidad instalada de las dos tecnologías, respectivamente, es de más del doble (de unos 22'9 GW a 50'3 GW); y se prevé que se multiplique por siete (de 4'9 GW a 39'2 GW) entre 2015 y 2030.⁶ Las predicciones apuntan a que la energía eólica contribuirá un poco por encima de un tercio del total de la generación doméstica de energía (120 TWh de un total de 346 TWh), y la energía solar fotovoltaica un 20% adicional, aproximadamente, de aquí a 2030. Otras fuentes de energía renovables, como la energía termoeléctrica, la hidroeléctrica y los biocombustibles, contribuyen en menor medida al mix eléctrico. El crecimiento de las energías renovables se complementa con una reducción en la generación de energía eléctrica procedente de los combustibles fósiles y la energía nuclear. En nuestro escenario objetivo, la generación de carbón sufrirá un drástico declive en la primera mitad de la década; se irá eliminando de forma gradual hasta dejar de utilizarse por completo en 2030. La producción de energía nuclear se reducirá en más del 50% entre 2015 y 2030, de 57'2 TWh a 25 TWh. Al mismo tiempo, la energía proveniente de plantas de gas natural de ciclo combinado se mantendrá igual en líneas generales (alrededor de 33 TWh en 2030). Otras tecnologías de combustibles fósiles, como la cogeneración o las turbinas de gas de ciclo abierto, contribuirán de una forma relativamente menor al mix de generación de energía. La Figura 1 presenta la evolución del mix de generación de energía en nuestro escenario objetivo.

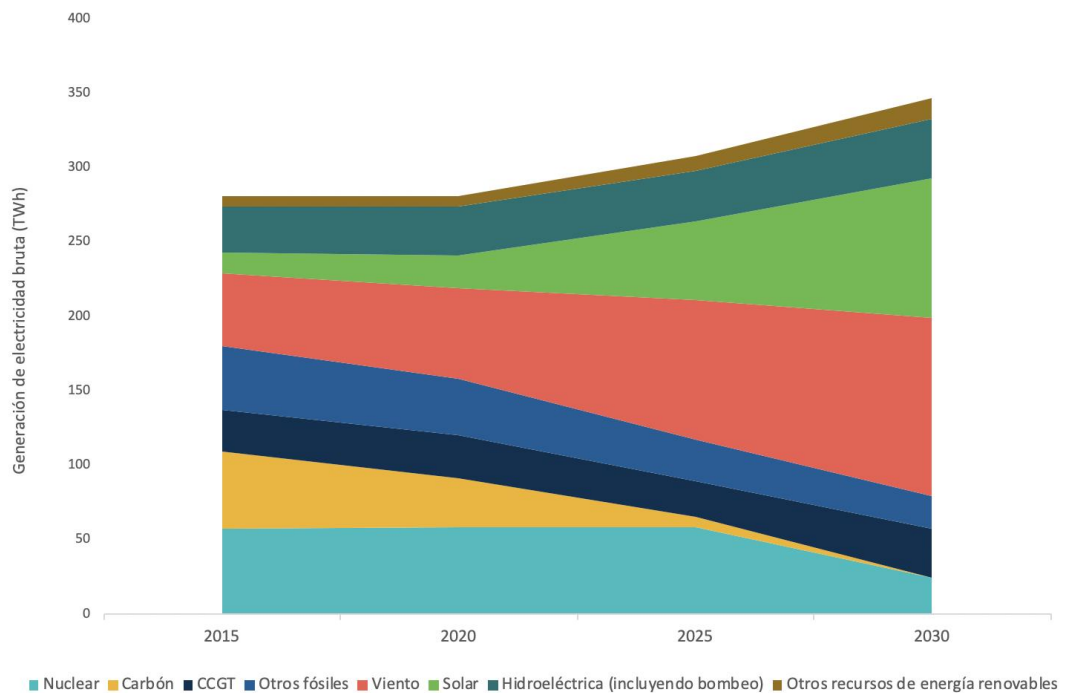
El PNIEC también incluye una serie de objetivos y medidas para asegurar el suministro eléctrico, sobre todo dado el nivel de penetración de energías renovables variables en el sistema. Algunas de las estrategias clave incluyen:

⁵ El PNIEC español también proyecta un aumento significativo de exportaciones de electricidad en el marco de tiempo del estudio. Las exportaciones netas alcanzarán los 40 TWh en 2030. En el año 2015, España estaba importando aproximadamente la misma cantidad que estaba exportando.

⁶ Se han acelerado nuevas instalaciones de energía eólica y solar en los últimos dos años (aproximadamente 2 GW de viento y 3 GW de energía solar de 2018 a 2019), tras una interrupción en años anteriores de la década. Red Eléctrica de España (13 de febrero de 2020). *Serías estadísticas nacionales*. <https://www.ree.es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>. Además, existe un número importante de proyectos de energía eólica y solar, y muchos de ellos (ascendiendo a una cantidad de 102 GW) han recibido permisos de acceso a la red, así como unos 30'6 GW adicionales de proyectos cuyos permisos de acceso a la red están siendo procesados actualmente. Asegurar un permiso en la red no significa que un proyecto siga adelante, pero el número de solicitudes da una indicación de lo vivo que está el mercado de energías renovables en España. Red Eléctrica de España (n.d.). *Actividades: Acceso, conexión y puesta en servicio*. <https://www.ree.es/es/actividades/acceso-conexion-y-puesta-en-servicio>

- La expansión de la capacidad de interconexión de España, principalmente con Francia, además de una mejor utilización de la interconexión existente al reducir los obstáculos para el comercio.
- Una cooperación regional más fuerte, según lo establecido en la normativa recientemente adoptada que propone una mejor preparación ante posibles riesgos.
- El desarrollo de tecnologías de almacenamiento: acumulación por bombeo –baterías eléctricas e hidroeléctricas – además de la participación activa de la demanda.

Figura 1. Generación bruta de electricidad según objetivos de la hipótesis del PNIEC de España



Fuente: Adaptado con datos del Gobierno español (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*.

Finalidad de este estudio

El fin de este documento es abordar la pregunta siguiente: ¿Cómo puede España alcanzar sus objetivos de fiabilidad de manera asequible, a la vez que va integrando cantidades incrementales de energías renovables variables en el sistema? Con esta finalidad, vamos a revisar el panorama de la adecuación de recursos energéticos en España, para así identificar si existe algún motivo de preocupación en el ámbito de la seguridad de suministro a corto y medio plazos. También ofreceremos recomendaciones sobre reformas de mercado que las autoridades españolas podrían considerar para integrar cantidades incrementales de recursos de energía renovable al sistema y poder mantener el sistema eléctrico en funcionamiento permanente con un coste mínimo a largo plazo.

Adecuación de recursos en España

En la siguiente sección, revisaremos el panorama de la seguridad de suministro de electricidad en España. Primero ofreceremos una visión de la evolución histórica de los riesgos, seguida de una revisión de las perspectivas de aquí a 2025.

Evolución histórica de los riesgos para la seguridad del suministro

El sistema eléctrico en España, de modo muy similar a otros sistemas en Europa, ha presentado un problema de sobrecapacidad significativo (es decir, un gran excedente de oferta sobre la demanda máxima) en la última década, desde el año 2009 hasta 2018. España empezó el año 2009 con sobrecapacidad, pero la evolución de la demanda, principalmente, agravó el problema.

La demanda máxima disminuyó en este período y continúa siendo todavía bastante más baja que la demanda más elevada jamás vista en España. Esto podría atribuirse a las crisis económicas y a una mayor eficiencia en la economía en general durante este período.⁷ La Figura 2 presenta la demanda máxima de 2007 a 2018 para las estaciones de invierno y verano. La demanda pico normalmente ocurre en invierno, aunque la diferencia entre los picos de invierno y verano se ha visto reducida hasta el punto en que ambos han alcanzado casi el mismo nivel en los últimos años.⁸ De hecho, en 2016 la demanda del pico de verano fue más elevada que la máxima demanda invernal. La demanda máxima en 2018 era de alrededor de 41 GW, unos 4,5 GW menos que la demanda máxima de todos los tiempos, ocurrida en 2007. Hay que tener en cuenta que estos niveles de demanda son los reales y no están corregidos para contrarrestar los efectos del clima.

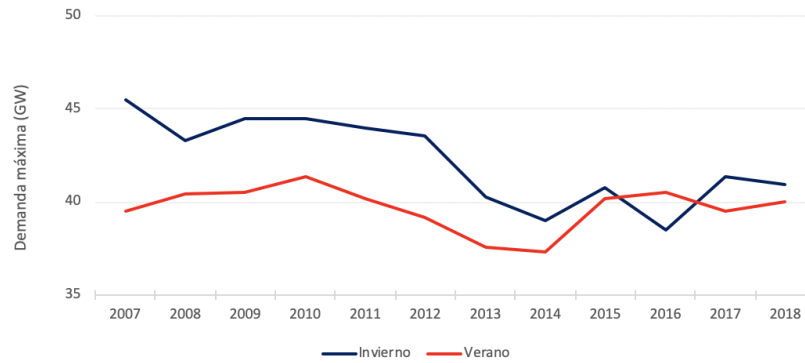
En contraste con la evolución de la demanda máxima, la demanda anual se ha mantenido generalmente plana a lo largo de la última década, como puede verse en la Figura 3. La demanda anual en 2018 era un poco más elevada que la demanda anual de 2009, un 0,3%, y se redujo de manera significativa en 2014 antes de iniciarse una tendencia al alza. Aunque es difícil sacar conclusiones sobre la relación entre demanda anual y máxima basándonos en esta información, merece la pena comentar que la demanda de los picos de invierno ha seguido una tendencia distinta a la demanda anual del año 2014 en adelante. La evolución de la demanda máxima en verano es más parecida a la de la demanda anual. Algunos motivos que podrían explicar esto incluyen los efectos del

⁷ IDAE (julio de 2018). *Tendencias y normativa de eficiencia energética en España*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. <https://www.odyssee-mure.eu/publications/national-reports/energy-efficiency-spain.pdf>

⁸ La diferencia entre ambos se ha reducido, yendo de 4 GW en 2009 a 1 GW en 2018.

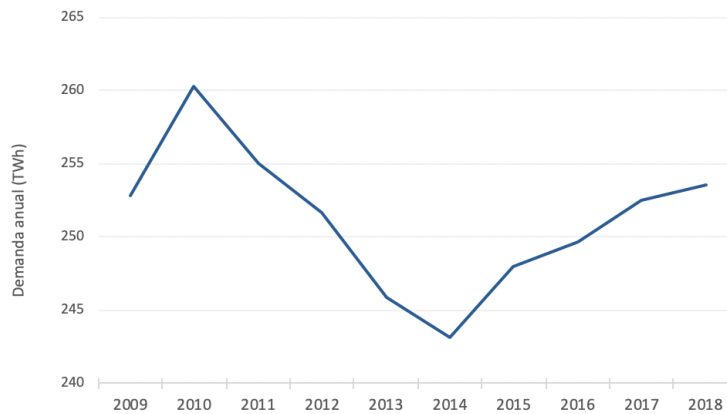
cambio climático, que conllevan inviernos y veranos con temperaturas más elevadas, cambios en el tipo de demanda y otros factores.⁹

Figura 2. La evolución de la demanda máxima en verano e invierno, de 2007 a 2018 (GW)



Fuente: Adaptado con datos de Red Eléctrica de España (REE), 2019. *Informe del sistema eléctrico en España, 2018*.

Figura 3. Evolución de la demanda anual en el período 2009–2018 (TWh)



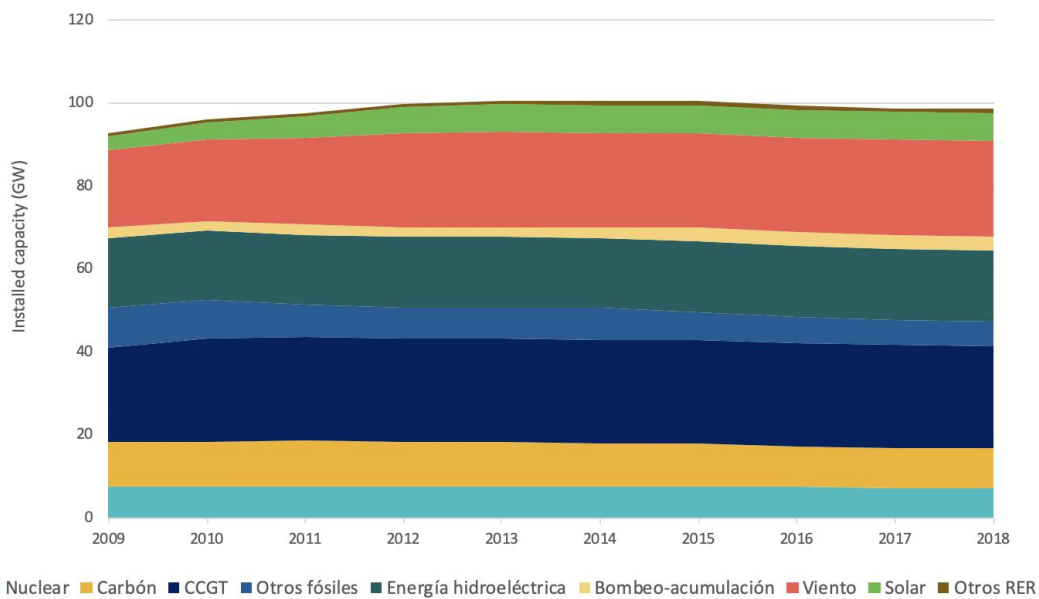
Fuente: Adaptado con datos de Red Eléctrica de España (REE), 2019. *Informe del sistema eléctrico en España, 2018*.

⁹ Los picos adaptados a los cambios del clima y las demandas máximas anuales permitirían una comparación más directa de los cambios en los dos parámetros.

La capacidad total instalada aumentó de forma moderada entre 2009 y 2018, de 92'9 GW a 98'6 GW, y el mix de generación de energía fue alterado hasta cierto punto. La capacidad instalada de las fuentes de energía renovables aumentó, impulsada principalmente por el viento (con un crecimiento de unos 4'4 GW) seguido por la energía solar (aproximadamente 3'3 GW para la energía solar fotovoltaica y la energía térmica solar juntas). Otras energías renovables, además del almacenamiento de energía hidráulica de bombeo, mostraron un crecimiento moderado.

Al mismo tiempo, la capacidad instalada de generación de energía térmica se redujo (en unos 3'4 GW), principalmente debido al cierre de las centrales petrolíferas y de gas más antiguas. Las nuevas plantas de ciclo combinado con turbinas (CCGT), que aumentaron en casi 2 GW en la última década, contrarrestan en parte esta reducción. La Figura 4 muestra la evolución de la capacidad instalada durante este período.

Figura 4. Evolución de la capacidad de generación instalada de 2009 a 2018 (MW)



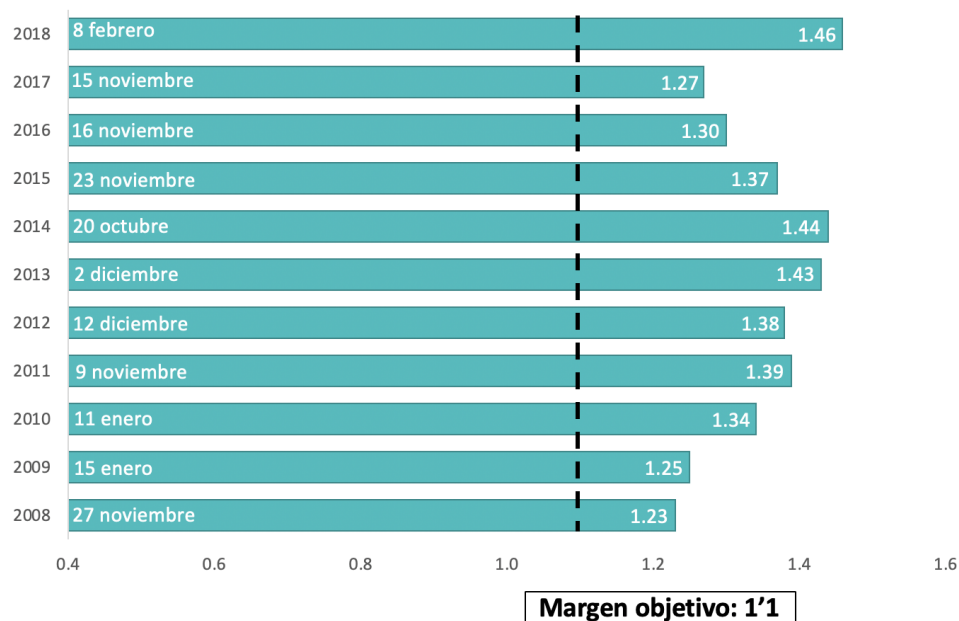
Fuente: Adaptado con datos de Red Eléctrica de España (REE), 2019. *Informe del sistema eléctrico en España, 2018*.

Como resultado de estas tendencias, el nivel de seguridad del suministro ha sido muy elevado en España. La Figura 5 presenta los niveles de margen realizado en momentos de máxima demanda para cada año desde 2008 a 2018; en otras palabras, el excedente de generación disponible sobre la demanda máxima.¹⁰ La línea negra discontinua de la

¹⁰ El sistema operativo español de transmisión, Red Eléctrica, define el índice de mínima cobertura (o la cantidad de oferta disponible durante períodos de máxima demanda) como $IC_{min} = \text{Min}(Pd/Ps)$; IC_{min} corresponde al índice de mínimo alcance, Pd a la energía disponible en el sistema, y Ps es la energía máxima exigida al sistema.

figura presenta el margen ideal de capacidad reducida en España, que es un 10%.^{11,12} Aunque los márgenes realizados no pueden compararse directamente con el margen reducido (aquellos están basados en información real, mientras que estos se basan en expectativas de condiciones medias), las grandes diferencias entre ambas siguen siendo esclarecedoras: existe y ha existido un excedente importante de generación de energía disponible durante las épocas de demanda máxima en España. Por otra parte, es importante tener en cuenta que un margen de objetivo de capacidad del 10% es notablemente más elevado que el margen indicado por los económicamente óptimos estándares de fiabilidad modernos establecidos en varios países de Europa. Por ejemplo, las normas de fiabilidad de Gran Bretaña, con tres horas de expectativa de pérdida de carga por año (Loss of Load Expectation, LOLE), suponen un objetivo de margen de capacidad reducido de aproximadamente el 3'5%, que equivale más o menos a un tercio del mismo margen en España.¹³

Figura 5. Márgenes realizados en el periodo 2008-2018 en periodos de máxima demanda



Fuente: Adaptado con datos de Red Eléctrica de España (REE), (2019) *Informe del sistema eléctrico en España, 2018*.

¹¹ ENTSO-E (2018). *Mid-term adequacy forecast 2018: Appendix 1: Methodology and detailed results (Predicción de idoneidad a medio plazo, 2018: Apéndice 1: Metodología y resultados detallados)*. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Red europea de operadores de sistemas de transmisión eléctrica.

https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2018_Methodology_and_Detailed_Results.pdf

¹² El margen de capacidad reducida se define como el exceso medio de la capacidad de generación de energía disponible en periodos de máxima demanda, normalmente expresado en porcentajes. Reducir la capacidad de un recurso energético refleja la proporción que es probable que esté técnicamente disponible para generar o reducir demanda en épocas de demanda máxima.

¹³ Baker, P., & Hogan, M. (2019, 13 de octubre). *UK capacity market déjà vu: A solution that's still in search of a problem (Déjà vu de la capacidad de mercado del Reino Unido: Una solución que sigue en busca de un problema)*. Euractiv. <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/uk-capacity-market-deja-vu-a-solution-thats-still-in-search-of-a-problem/>

Otra indicación del importante excedente de capacidad disponible en períodos de máxima demanda son los factores de carga para la capacidad. Esto es particularmente cierto en el caso de España, donde los CCGTs representan el tipo de generación térmica con la máxima cantidad de capacidad instalada: 24'5 GW a partir del año 2018. Esto se ha reducido considerablemente desde 2013, ya que la economía resulta más favorable para el carbón, en comparación con el gas.¹⁴ En los últimos años, el factor de carga medio de CCGTs ha sido de aproximadamente entre 10% y 15%.

Panorama futuro de los riesgos para la seguridad del suministro

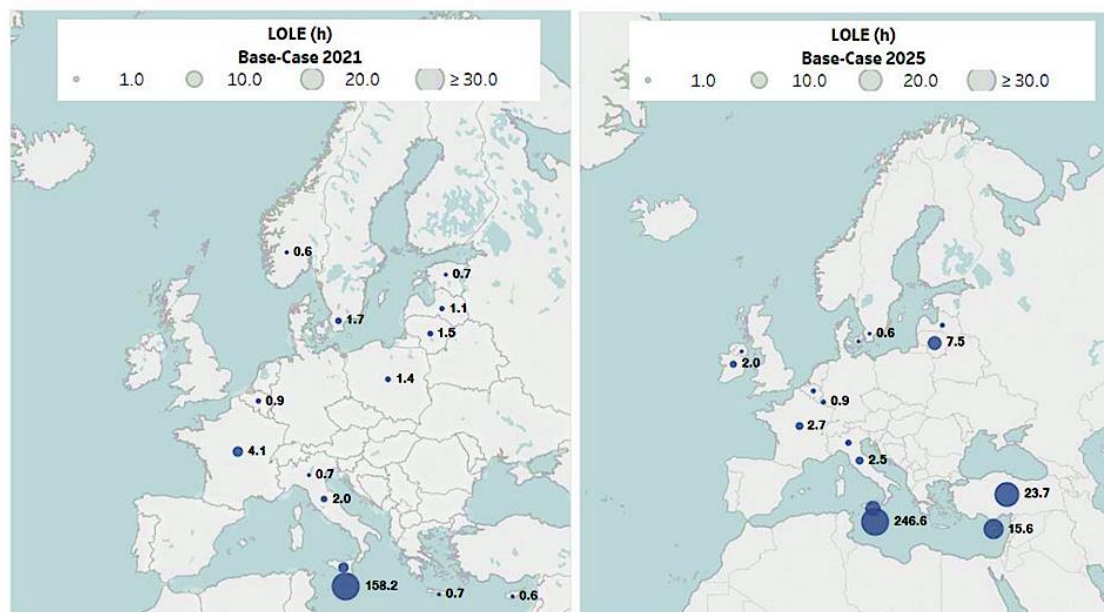
Nuestro análisis de riesgos futuros está basado en la predicción de idoneidad a medio plazo para 2019 (MAF, Mid-term Adequacy Forecast), el más reciente análisis de idoneidad para toda Europa, realizado por la red europea de operadores de sistemas de transmisión eléctrica (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E).¹⁵ El MAF de 2019 evalúa los riesgos para cada Estado Miembro (o diferentes zonas de oferta/islas dentro de un Estado Miembro) a corto y medio plazo, estimando los indicadores de riesgo del resumen de los años 2021 y 2025.

El MAF de 2019 contiene un caso base, una hipótesis optimista para esos dos años. Los resultados para el caso base en 2021 y 2025 pueden verse en la Figura 6, que muestra que los riesgos para asegurar el suministro eléctrico tanto a corto como a medio plazo son insignificantes, según los cálculos de LOLE.¹⁶ El caso base asume que desaparece más de la mitad de la generación de energía mediante carbón en 2021 (alrededor de 4'3 GWs de carbón continúan operativos en los dos años del estudio, lo que supone una reducción desde los 9'6 GWs de 2018), mientras que los porcentajes de energía nuclear y CCGT no sufren cambio alguno. Al mismo tiempo, la capacidad instalada de fuentes de energía renovables aumenta considerablemente. El MAF de 2019 también presenta los potenciales riesgos para el percentil 95 de resultados posibles; esto es un subgrupo de todos los resultados posibles, y representa el 5% de los casos más extremos, es decir, aquellos con mayores riesgos. Esta estimación aporta una visión conservadora de los riesgos para la seguridad del suministro, pero es aleccionador señalar que, incluso en este caso, los riesgos para España son insignificantes.

¹⁴ Esto fue una consecuencia de la reducción de precios de carbón, determinado por el plan de intercambio de emisiones en Europa (Emissions Trading Scheme, ETS) y los precios relativos de ambos combustibles.

¹⁵ ENTSO-E (2019). *Mid-term Adequacy Forecast: Executive summary (Predicción de idoneidad a medio plazo: Resumen ejecutivo)*. European Network of Transmission System Operators for Electricity (Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión Eléctrica): <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

¹⁶ El LOLE previsto para España en ambos años es tan reducido que no aparece en el mapa de ENTSO-E. Cuanto mayor el punto azul en el mapa, mayor el riesgo, cosa que la jurisdicción de cada zona tiene que tomar en consideración. Un LOLE por debajo de un cierto nivel supone un coste neto para los consumidores, porque el valor de la carga perdida es menor que el coste de conseguir una expectativa tan baja de carga perdida a través de inversiones en nuevos recursos.

Figura 6. Expectativas para la pérdida de carga en el caso base para los años 2021 y 2025¹⁷

Fuente: European Network of Transmission System Operators for Electricity (2019). *Predicción de idoneidad a medio plazo. LOLE, casos base para 2021 y 2025.*

Los riesgos para España siguen siendo bajos, incluso cuando existen retiradas significativas

Además de la evaluación de ENTSO-E, hemos realizado un análisis de riesgo simplificado para un supuesto con cierres adicionales de centrales de energía térmica. Más concretamente, hemos estimado un margen de capacidad reducido para el invierno de 2025, para un caso hipotético sin carbón ni energía nuclear.¹⁸ Hemos limitado este análisis al invierno, ya que creemos que los riesgos para el verano se mantendrán a un nivel insignificante si continúa acelerándose la implementación de energía solar en España.¹⁹

Para este análisis (ver Figura 7 para los resultados), hemos utilizado las hipótesis de MAF de 2018 sobre la demanda máxima y las capacidades instaladas de las tecnologías.²⁰ Se prevé que la demanda máxima aumente aproximadamente a 47 GW en 2025 (es decir, en 6 GW comparado con la máxima demanda en 2018).²¹ Esto representa un aumento importante, sobre todo si tenemos en cuenta que la demanda máxima se ha reducido en la última década (ver Figura 2). Luego aplicamos

¹⁷ ENTSO-E, 2019.

¹⁸ Una capacidad reducida es un indicador inferior a los indicadores estadísticos de LOLE y ENS para un sistema de energía futuro. Los márgenes reducidos han sido utilizados tradicionalmente en operadores del sistema para asegurar la seguridad del suministro eléctrico. Mientras va aumentando la implementación de energías variables renovables en el sistema eléctrico, los indicadores estadísticos ofrecen un cálculo mejorado de los riesgos, ya que pueden captar mejor esta variable.

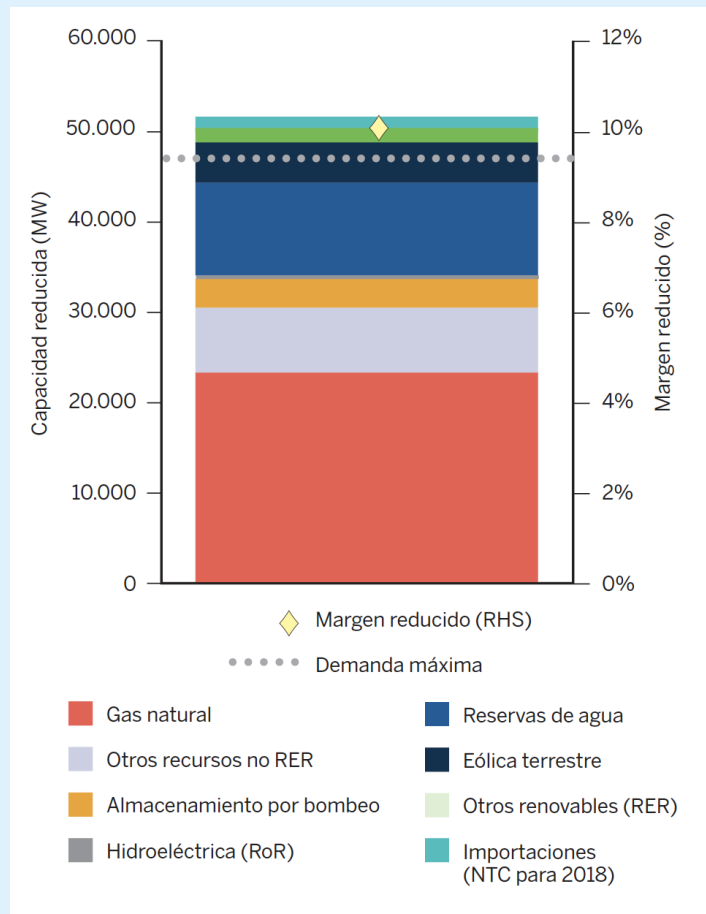
¹⁹ La energía solar debería coincidir con el clima caluroso y la demanda máxima en verano y, como resultado, contribuir en gran manera a asegurar el suministro durante el período de demanda máxima.

²⁰ Al realizar este análisis también hemos utilizado algunos datos de Red Eléctrica de España que ofrecen mayor granularidad que el examen de ENTSO-E. Cuando escribimos este informe sólo teníamos acceso a los datos detallados del año 2018 para algunas de las suposiciones utilizadas en estos cálculos, como por ejemplo las proyecciones de demanda máxima. El MAF de 2019 muestra pocos detalles importantes al reportar datos, incluyendo las proyecciones de demanda máxima.

²¹ Datos proporcionados por ENTSO-E. Los valores futuros representan la demanda máxima media a lo largo de todos los años climáticos modelados por ENTSO-E en su previsión de idoneidad a medio plazo (Mid-Term Adequacy Forecast).

algunos supuestos comunes de la vida real para los factores de reducción de los generadores.²² No hemos considerado la disponibilidad de ningún recurso adicional, por ejemplo en cuanto a respuesta a la demanda, almacenamiento o capacidad adicional en las interconexiones.²³

Figura 7. Análisis de margen reducido para el invierno de 2025



Los resultados en la Figura 7 muestran que, aun sin ninguna capacidad de energía de carbón ni energía nuclear en el año 2025, se prevé que el mercado español presente un margen de reducción alto, de aproximadamente un 10%. Se espera que los riesgos de adecuación de recursos para el sistema español continúen siendo insignificantes, aunque se retirase una cantidad adicional de 12 GW de capacidad de carbón y energía nuclear (comparado con el supuesto base de ENTSO-E en 2025).

Aunque este análisis no es una evaluación de riesgos exhaustiva, indica de forma sólida que el sistema español experimentará una sobreabundancia de oferta, incluso si desapareciera una cantidad importante de capacidad de generación de energía a medio plazo.

²² En cuanto a disponibilidad de recursos, hemos asumido los siguientes factores reductores para las tecnologías más importantes en el sistema en España: 95% para plantas de CCGT (lo mismo para el MAF); 95% para energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo (similar al supuesto realizado en el mercado de capacidad de Gran Bretaña); 60% para reservas hidroeléctricas y 40% para centrales hidroeléctricas de agua fluyente (basado en el modelo italiano MRC, con una zona climática similar); 15% para energía eólica terrestre; 90% para otros RERs (por ejemplo, biomasa) y otras tecnologías no-renovables (por ejemplo, OCGTs); más una contribución del 50% de interconectores con referencia a su capacidad neta de transmisión en 2018 (o el 1'2 GW de importaciones). Hemos reducido la energía solar al 0%, ya que el análisis es para el período invernal, cuando el punto máximo del sistema se da generalmente por la noche.

²³ El NTC proyectado para importaciones en 2025 es 8'5 GW en el MAF de 2019 (5 GW con Francia y 3'5 GW con Portugal), lo que significa que nuestro supuesto para la contribución de recursos extranjeros es bastante conservador.

Perspectivas de idoneidad de recursos: Conclusiones

Está claro que el mercado en España sufre un grave problema de sobrecapacidad, que continuará existiendo a medio plazo según las expectativas actuales. Dadas estas condiciones de mercado, no está justificada la viabilidad económica de varios recursos energéticos. La sobrecapacidad en la generación significa que el mercado está sobreabastecido, y prueba de ello son los márgenes realizados durante los períodos de máxima demanda a lo largo de la última década. Hay varios recursos que están funcionando a niveles muy por debajo de lo necesario para ser rentables. No existen casos (ni riesgos) de escasez en el mercado, lo cual, a su vez, no permite que los recursos energéticos recuperen sus gastos de capital, especialmente los recursos que operan dentro del margen.

Para poder establecer un sector energético económicamente sostenible, España necesita retirar recursos. Está previsto que varias centrales eléctricas cierren a corto y medio plazo; sin embargo, incluso esto será insuficiente.²⁴ Un paso adelante en esta dirección sería la eliminación gradual formal del carbón a medio plazo, similar a otros procesos de eliminación de carbón que se están poniendo en práctica en varios otros Estados Miembros de toda Europa. Ayudaría a España a alcanzar sus objetivos de reducción de carbón más rápido, fortalecería una imagen seria en el mercado en relación con la consecución de objetivos fijados y permitiría una transición ordenada y justa para las regiones que dependen del carbón.²⁵ Esto conllevaría el beneficio extra de que los recursos menos flexibles y eficientes dieran paso a otros de mayor flexibilidad y eficiencia. En caso contrario, la falta de una dirección de normativa estratégica y planificada podría dificultar el trayecto de los beneficios sociales, tan necesarios.

Alternativamente, España podría permitir que el mercado decidiera libremente si se retiran o no algunos recursos del mercado. De hecho, en el pasado el país no ha permitido que esto ocurriera con la implementación de MRCs (ver caja de texto abajo sobre la implementación de MRCs en España).²⁶ Estas intervenciones reducen los precios y debilitan el desarrollo de las opciones flexibles en el lado de la demanda, que serán esenciales para el futuro descarbonizado del país. Con este enfoque, es muy probable que no se consigan las drásticas reducciones en emisiones que son necesarias para un futuro en armonía con el Acuerdo de París.

También es evidente que el mercado español no requiere ninguna intervención para mantener el sistema eléctrico en funcionamiento, desde una perspectiva de idoneidad

²⁴ Por ejemplo, está planificado cerrar nueve centrales de carbón a lo largo de 2020. Morgan, S. (2020, 3 de abril). *Spain finally sends 2030 climate plan to Brussels (España manda finalmente el plan climático para 2030 a Bruselas)*. Euractiv. <https://www.euractiv.com/section/climate-environment/news/spain-finally-sends-2030-climate-plan-to-brussels/>

²⁵ Esto también supondría una transformación de la economía actual y tendría un impacto significativo en el empleo. Una eliminación gradual planificada permitirá el diseño e implementación, en el plazo debido, de unas medidas de transición justas mientras el país elimina el carbón y, potencialmente, otros recursos. Véase, por ejemplo, E3G. (n.d.). *Just transition (Transición justa)*: <https://www.e3g.org/showcase/just-transition/>

²⁶ Este tipo de enfoque se ha seguido en los Estados Unidos, por ejemplo, donde varios GWs de plantas de carbón se han retirado del mercado como resultado de una economía poco favorable.

de recursos; es decir, sobre plazos de inversión. Es muy probable que cualquier intervención en forma de MRC agrave el problema al retener recursos innecesarios en el mercado de forma artificial y, con ello, prolongar el problema de la sobrecapacidad. Las autoridades españolas deberían eliminar cualquier MRC que aún esté en funcionamiento. No está muy claro si estos mecanismos ofrecen algún valor a los consumidores, dados los niveles excesivos de seguridad de suministro en el pasado. Al contrario, han costado muy caros a los consumidores españoles, cuando ya se estaban enfrentando a algunos de los precios mayoristas más elevados de toda Europa.²⁷

España y su larga trayectoria de mecanismos para la seguridad del suministro

España implementó su primer mecanismo de apoyo para la seguridad de suministro en 1998, al establecer la *garantía de potencia*. Este plan finalizó en 2007 y fue reemplazado por otros nuevos. La investigación del sector de Mecanismos de Capacidad de la Comisión Europea identificó los cuatro mecanismos distintos con que España contaba en ese momento (2016)²⁸, y la mayor parte estaba dirigida a generadores de combustibles fósiles. Los describimos brevemente:

- Un plan de *incentivos a la inversión*, para nuevas plantas nucleares, de gas, carbón, energía hidroeléctrica y petróleo, que está en marcha desde 2007.²⁹ Este programa remunera a todas las plantas de energía pertenecientes a los tipos previamente mencionados que están en funcionamiento desde 1998; el plan ofrece contratos de diez años a los recursos que reúnan los requisitos adecuados. Las autoridades españolas han cambiado el nivel de incentivos desde entonces: se fijó en 20 k€/MW/año en 2007 y se aumentó a 26 k€/MW/año en 2011.
- *Incentivos para el servicio de disponibilidad*, un plan para plantas nuevas y existentes de gas, carbón, petróleo y energía hidroeléctrica con almacenamiento, vigente desde 2007.³⁰ El objetivo de este plan era promocionar la disponibilidad de instalaciones de producción a medio plazo. Consistía en ofrecer la capacidad contratada al operador de sistemas durante un período de tiempo predeterminado. Las plantas de carbón y CCGT reciben alrededor de 4,7 k€/MW/año desde 2011.³¹
- Un plan de *incentivos ambientales* para plantas de carbón equipadas con filtros de dióxido sulfúrico, también en marcha desde 2007. Este programa incentiva a los generadores de carbón que reúnan los requisitos adecuados (es decir, generadores existentes con nuevos filtros de dióxido sulfúrico) durante un período de 20 años con 8,75 k€/MW/año.³² Los pagos finalizan en 2020.³³

²⁷ Por ejemplo, España tenía algunos de los precios al por mayor más elevados en 2018, junto a Grecia, Italia y Gran Bretaña, según la medición del precio medio anual diario (Day Ahead, DA); los precios medios anuales diarios en España eran de 57,3 €/MWh para 2018, un 10% más que el año anterior. ACER (2019, octubre). *ACER-CEER Market Monitoring Report (Informe de monitorización de mercado ACER-CEER)*, MMR, 2018. <https://acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-Edition.aspx>

²⁸ Comisión Europea (2016, 30 de noviembre). Informe de la comisión: informe final de la investigación del sector sobre mecanismos de capacidad. https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanism_swd_en.pdf

²⁹ Para más información sobre el plan, véase, por ejemplo, la Gaceta Oficial del Estado: Ministerio de la Presidencia (2011, 18 de noviembre). Legislación consolidada: Orden ITC/3127/2011. Agencia Estatal, Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2011-18064&tn=1&p=20111118>

³⁰ Ministerio de la Presidencia, 2011.

³¹ CNE (2012). *Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro*. Comisión Nacional de la Energía, organismo predecesor de CNMC. https://www.cnmc.es/sites/default/files/1547950_8.pdf

³² CNE, 2012.

³³ La Comisión Europea abrió una investigación sobre el plan de 2017 para determinar si está en concordancia con las directrices de las ayudas estatales. European Commission (2017, 27 de noviembre). *State aid: Commission opens in-depth investigation into Spain's*

- Un plan de *interrumpibilidad* diseñado para la respuesta a la demanda (nivelación de cargas punta) y, más específicamente, para grandes consumidores industriales, establecido en 2007 y modificado considerablemente en 2013.³⁴ Quienes participan en este programa reducen su consumo según instrucciones del operador de sistema para así poder mantener el equilibrio nacional entre generación y demanda. A cambio, reciben una recompensa económica por ofrecer este servicio. Los participantes son seleccionados a través de subastas anuales, con un criterio económico.^{35,36}

Los generadores españoles, en particular, han recibido mucho apoyo en el pasado, por motivos de seguridad de suministro. Según una opinión, el coste total de MRCs en España ascendió a aproximadamente 18 billones de euros en el período entre 1998 y 2020.³⁷ Según información facilitada por las autoridades reguladoras nacionales, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), los pagos totales para MRCs (mecanismos que apoyan tanto a los generadores como a la demanda) entre 2007 y 2017 fueron de alrededor de 13 billones de euros.³⁸ La información facilitada por el OTS (operador de transmisión del sistema) sugiere que los costes de MRC para 2018 fueron de alrededor de 1 billón de euros.³⁹

A finales de 2018, el gobierno español suprimió el servicio de disponibilidad.⁴⁰ Esto es coherente con la recientemente establecida normativa eléctrica, donde los Estados Miembros sólo pueden implementar un MRC si han identificado los riesgos de asegurar suministros basado en el análisis de idoneidad de recursos para toda Europa.⁴¹ Como hemos mostrado antes, España presenta riesgos insignificantes a corto y medio plazo. Al mismo tiempo, existen preguntas serias que pesan sobre la decisión original de establecer estos mecanismos de apoyo y su utilidad para los consumidores, cuando España no tenía realmente problemas de idoneidad, como han demostrado los márgenes históricos de capacidad.

support for coal power plants (Ayuda estatal: la Comisión abre investigación detallada sobre el apoyo de plantas eléctricas de carbón en España). https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_17_4965

³⁴ Para más información, ver, por ejemplo, la Gaceta Oficial del Estado: Ministerio de la Presidencia (2013, 31 de octubre). Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre. Agencia Estatal, Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-11461>.

³⁵ El precio pagado a los consumidores industriales está determinado por una subasta descendiente, es decir, una subasta que empieza con un precio inicial alto y que se reduce con una frecuencia predeterminada hasta cubrir las necesidades del recurso. El proveedor del servicio marginal fija el precio de la subasta, y todos los proveedores de respuesta a la demanda que lo reciben tienen un precio final asignado. La subasta está organizada por OTS (Red Eléctrica) y supervisada por la autoridad reguladora nacional (CNMC). Para más información sobre este programa, ver Red Eléctrica de España (n.d.). *Actividades: Servicio de interrumpibilidad*. <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/servicio-de-interrumpibilidad>

³⁶ Durante algunos años, la utilización del servicio se ha extendido más allá de las situaciones de emergencia (por ejemplo, cuando existe un déficit de oferta sobre demanda), utilizándose para equilibrar el sistema cuando esta opción es más barata que otras. Hubiera sido preferible permitir directamente que los recursos del lado de la demanda participaran en el mercado mayorista y ampliaran su participación más allá de los consumidores industriales.

³⁷ Greenpeace European Unit (2018, 13 de septiembre). *Exposed: €58 billion in hidden subsidies for coal, gas and nuclear (Revelación: 58 billones de euros en subvenciones ocultas para carbón, gas y energía nuclear)*. Greenpeace. <https://www.greenpeace.org/eu-MRCunit/issues/climate-energy/1519/exposed-e58-billion-in-hidden-subsidies-for-coal-gas-and-nuclear/>

³⁸ CNMC (2019, 6 de febrero). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad: Año 2017*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. https://www.cnmc.es/sites/default/files/2322298_0.pdf

³⁹ Según Red Eléctrica de España, el coste medio para pagos de capacidad y el plan de interrumpibilidad era de 2'7 €/MWh y 1'2 €/MWh, respectivamente, en 2018, y sumaban aproximadamente el 6% de los costes totales mayoristas. La demanda total peninsular se mantuvo a unos 253 TWh en el mismo año. Red Eléctrica de España. (2019). *Informe de 2018 del sistema eléctrico en España*. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2018>. Los costes para el programa de interrumpibilidad fueron mucho menores en 2019, tras una reducción del volumen necesario.

⁴⁰ El servicio de disponibilidad se suprimió en diciembre de 2018 por la Orden Ministerial TEC/1366/2018. Algunos de los principales servicios han cuestionado la derogación y otros aspectos de dicha orden y su supresión ante el Tribunal Supremo, que aún no ha dictado una resolución.

⁴¹ Para una visión general del tema en cuestión, véase el Apéndice: La estructura europea para asegurar suministros.

Reformas de mercado

En la sección previa hemos subrayado que los riesgos para la seguridad del suministro son insignificantes para España a corto y medio plazo. Mientras el sector eléctrico continúa su transición hacia un sistema cada vez más dominado por las energías renovables variables de bajo coste, asegurar los suministros consistirá en mucho más que generar capacidad. Ya que el rendimiento de las energías renovables variables es, en gran parte, incontrolable (por ejemplo, las turbinas de viento generarán energía cuando sople el viento, a no ser que se detengan expresamente),⁴² la flexibilidad es esencial a la hora de conseguir fiabilidad y mantener la energía a niveles asequibles. La Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, IEA) sostiene que la flexibilidad del sistema eléctrico se ha convertido en una prioridad global para nuestros sistemas de energía en transición.⁴³ Los modelos de la propia agencia demuestran que un sistema eléctrico flexible puede garantizar el funcionamiento de la electricidad a un coste significativamente más bajo comparado con un sistema inflexible para el mismo nivel de renovables variables en el sistema.⁴⁴

Los retos a los cuales los operadores de sistemas se van a enfrentar — las entidades responsables de asegurar que el sistema funcione de manera segura, segundo a segundo — se presentarán de formas distintas. El tipo de flexibilidad que necesita el sistema también evolucionará mientras la transición continúa su progreso. Tradicionalmente, los generadores de electricidad convencionales han sido la mayor fuente de flexibilidad en el sistema eléctrico. Algunas prácticas establecidas incluyen inversiones en la red y la expansión del impacto geográfico de las operaciones de mercado y del sistema (por ejemplo, para transportar el excedente de renovables variables o deducir desequilibrios entre zonas de balance). El lado de la demanda (DSR), tradicionalmente más bien

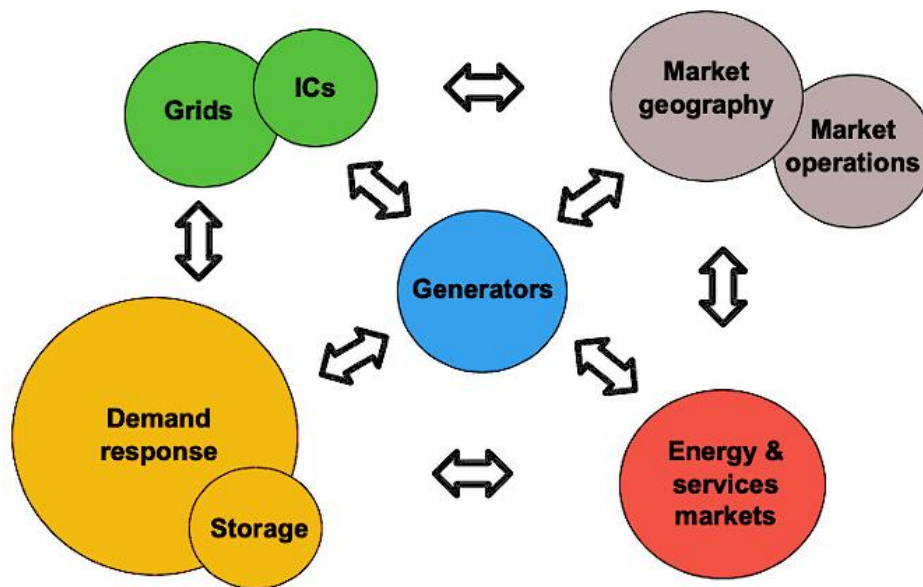
⁴² Con los nuevos avances tecnológicos, los recursos variables pueden ser controlados, a la vez que aportan flexibilidad al sistema. Por ejemplo, el operador del sistema independiente de California, en colaboración con el laboratorio de energía renovable nacional (Californian Independent System Operator/National Renewable Energy Laboratory, NREL) y First Solar llevaron a cabo una serie de pruebas en una planta fotovoltaica solar de gran escala para evaluar su capacidad de ofrecer servicios complementarios, como la frecuencia de respuesta. Las organizaciones llegaron a la conclusión de que la unidad FV puede ofrecer todos estos servicios y, de hecho, superar a los generadores convencionales cuando es complementada por tecnologías inteligentes (por ejemplo, inversores de potencia). Energy and Environment Economics (E3), 2018. *Investigating the economic value of flexible solar power plant operation (Investigando el valor económico de la operación flexible de plantas de energía solar)*. <https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2018/10/Investigating-the-Economic-Value-of-Flexible-Solar-Power-Plant-Operation.pdf>

⁴³ IEA (2019, mayo). *Status of Power System Transformation 2019: Technology Report (Informe tecnológico del estado de la transformación del sistema eléctrico 2019)*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/status-of-power-system-transformation-2019>

⁴⁴ IEA (2014, febrero). *The power of transformation: Wind, sun and the economics of flexible power systems (El poder de la transformación: viento, sol y la economía de los sistemas de energía flexibles)*. International Energy Agency: <https://webstore.iea.org/the-power-of-transformation>. Otros estudios llegan a la misma conclusión. Ver, por ejemplo: *Energy Union Choices (Elecciones de la unión de energía; 2017, noviembre)*. *Introducing cleaner, smarter, cheaper: Responding to opportunities in Europe's changing energy system (Nueva, limpia, inteligente, económica: Respondiendo a las oportunidades en el cambiante sistema energético en Europa)*. <https://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/>. El estudio determina que un uso significativamente más elevado de energías renovables variables, comparado con la propuesta del paquete CE4All, es factible de aquí a 2030, a un coste menor, con una electrificación inteligente y un cierre de plantas de carbón también inteligente.

inflexible, está reconocido ampliamente como un recurso cada vez más valioso para la flexibilidad. Su potencial, en gran medida sin explotar⁴⁵, ofrece importantes y rentables oportunidades. Las tecnologías emergentes — como el almacenamiento de baterías eléctricas, vehículos eléctricos y otros — pueden también jugar un papel importante en el desarrollo de los niveles y tipos de flexibilidad necesarios en el lado de la demanda. Un facilitador clave para el desarrollo de estos nuevos recursos de flexibilidad será la actualización tanto del diseño de mercado como del marco de sistemas operativos actuales a las nuevas condiciones. En la Figura 8 mostramos distintas fuentes y facilitadores de flexibilidad.

Figura 8. Representación teórica de las diversas fuentes de flexibilidad



Verde: redes, interconectores; amarillo: DSR o respuesta a la demanda, almacenamiento; azul: generadores; rojo, mercados de energía y servicios; gris, operaciones de mercado, geografía de mercado.

⁴⁵ ENTSO-E estima que el potencial para la respuesta del lado de la demanda (DSR) es de aproximadamente 17'1 GW para 2021, aumentando a 20'6 GW en 2025 según el MAF de 2019. Interpretamos el potencial de 2021 como un reflejo de la situación actual. No está claro en la publicación qué cargas están consideradas en este cálculo. Hans Christian Gils evalúa el potencial teórico de DSR en aproximadamente 121 GW en 2020 y 161 GW en 2030. Gils, H. C. (2014, abril). *Assessment of the theoretical demand response potential in Europe*. *Energy Journal (Evaluación del potencial teórico para el potencial de la respuesta a la demanda teórica en Europa)*, 67(1), 1-18. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544214001534>. Cowi et al. estiman que el potencial económico para la respuesta del lado de demanda oscilará entre 34 GW y 57 GW en 2030 según las hipótesis: una con una situación habitual, y otra con una normativa que promueva su desarrollo de forma más activa; este último supuesto es más fiel al acuerdo del paquete CE4All. COWI, AF Mercados EMI, ECOFYS, Thema, & VITO (2016, julio). *Impact assessment study on downstream flexibility, price flexibility, demand response & smart metering*. European Commission DG Energy (*Análisis del impacto en la flexibilidad a la baja, flexibilidad de precios, respuesta a la demanda y medición inteligente*). Aunque las posibilidades para la respuesta del lado de la demanda están abiertas a debate, está claro que el DSR actualmente realizado supone tan sólo un porcentaje del DSR potencial, y que este potencial aumenta a la par que lo hace la implementación de cargas flexibles y tecnologías inteligentes.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/demand_response_ia_study_final_report_12-08-2016.pdf.

En la siguiente sección, ofrecemos recomendaciones sobre las reformas de mercado que las autoridades españolas podrían considerar para estimular la flexibilidad necesaria y conseguir una mayor fiabilidad al menor coste en el futuro.⁴⁶

Diseño de mercado mayorista

Establecimiento de precios y función administrativa de los precios de escasez

La fijación de precios de energía al por mayor será crucial para desarrollar la flexibilidad necesaria en el mercado, tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda. Asegurar el suministro en todos los períodos de tiempo necesitará de las capacidades operacionales correctas.⁴⁷ El valor de invertir en recursos más flexibles puede verse con mayor claridad, y sólo puede ser compensado correctamente, cuando los precios de energía reflejan las condiciones a tiempo real en el sistema eléctrico correctamente. Por lo tanto, acertar con el precio correcto para el mercado mayorista será esencial a la hora de desarrollar las capacidades operacionales necesarias y mantener el sistema eléctrico en funcionamiento de manera asequible.

Hemos heredado un sistema por el cual los precios al por mayor se establecen sólo con el coste de producción a corto plazo de la unidad marginal de despacho por orden de mérito. El operador del sistema toma medidas para mantener el equilibrio entre oferta y demanda cuando existen carencias en el mercado, como utilizar reservas operativas o solicitar una respuesta de demanda de emergencia a los consumidores industriales que tienen contratos de interrumpibilidad. Los precios energéticos al por mayor reflejan los costes de utilización de estas acciones (por ejemplo, la frecuencia de uso de un generador en las reservas operativas), si se usan.⁴⁸ Esta práctica ignora los verdaderos costes marginales de muchas acciones del operador del sistema. Ignora o subestima la oportunidad del coste marginal de la energía cuando la demanda combinada de energía y las reservas necesarias para mantener el sistema eléctrico dentro de los reconocidos niveles de seguridad exceden la oferta de recursos. En otras palabras, no refleja el coste real marginal de la energía, lo cual es claramente problemático en un mercado que debería funcionar con precios marginales de coste.

La forma correcta de establecer precios al por mayor es considerar los costes marginales de todas las acciones de balance de los operadores, y la oportunidad de coste, inherente en las demandas que compiten por la energía y las reservas. Cuando el operador de

⁴⁶ Esto no pretende ser una lista completa de recomendaciones; sólo queremos subrayar algunas áreas clave que merecen atención.

⁴⁷ Aunque esto siempre ha sido el caso, surgen nuevos retos a la par que nuestros sistemas de energía se van descarbonizando (por ejemplo, la reducción en la inercia del sistema mientras la generación sincrónica se va sustituyendo por la asincrónica, generación renovable y baterías).

⁴⁸ Con frecuencia, los costes de contratación se socializan de alguna manera. De hecho, los costes completos marginales de estas acciones no se ven reflejados en los precios – sólo lo es el coste operativo directo, que ignora otros costes existentes.

sistema utiliza reservas operativas para satisfacer la demanda de energía, se reduce el amortiguador que el sistema tiene disponible para tratar desequilibrios futuros. Un ejemplo sería un fallo de planta o una disminución inesperada en la producción de energía variable renovable. Cuando se reduce esa barrera de protección por debajo del nivel necesario para ajustarse a la demanda necesaria para cumplir con una operación segura en el sistema, el coste de la oportunidad (o el valor real) de la demanda adicional de energía ya no es el coste operativo de generación a corto plazo, sino el coste asociado con un aumento en el riesgo de interrupciones de energía (cortes o apagones).

Idealmente, sería suficiente cooptimizar las demandas en competencia para energía y reservas (en muchos mercados, esto es una práctica vigente). El verdadero coste de oportunidad se revelaría en la interacción entre los precios ascendentes y los consumidores “sensibles” que reaccionan más a los precios. Pero aún estamos lejos de poder depender de la competencia activa de los consumidores para conseguir esto de forma fiable. Para asegurar que los precios de mercado reflejen mejor los precios marginales completos — y para mitigar la posibilidad de abuso por parte de actores dominantes del mercado — varios mercados y reguladores han implementado (o planifican hacerlo) los precios de reserva de escasez administrativa (también denominado función de fijación de precios de escasez). En Europa, esto se conseguiría a través del mercado de balance. Por ejemplo, Gran Bretaña ha instaurado este concepto como parte del análisis del código significativo del mercado de balance de electricidad (Electricity Balancing Significant Code Review),⁴⁹ y más Estados Miembros están considerando hacerlo.⁵⁰

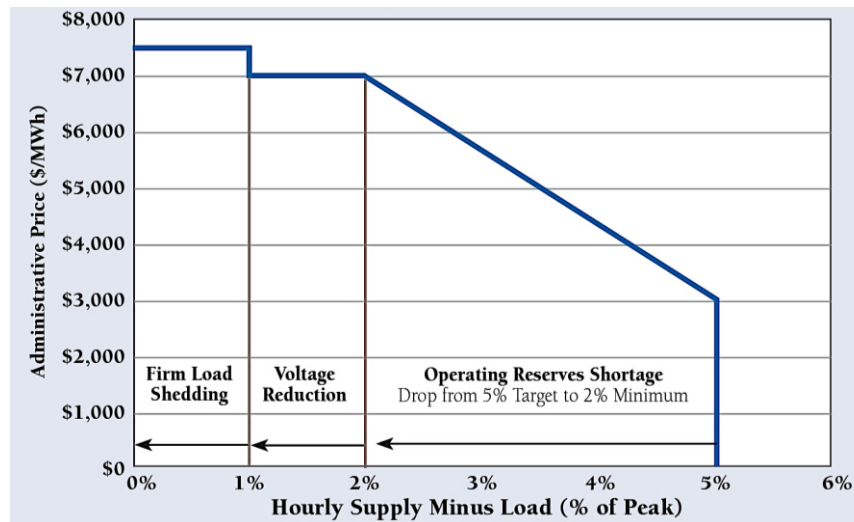
La Figura 9 representa la formulación de este concepto. Cuando el operador del sistema reduce las reservas operativas (o de balance) para satisfacer la demanda de energía y el nivel de reservas disponibles baja por debajo del nivel considerado necesario para que funcione el sistema energético de conformidad con los niveles de seguridad establecidos, las posibilidades de un corte de energía son reales. Esta probabilidad se mide a través de la probabilidad de pérdida de carga, Loss of Load Probability (LOLP), que normalmente está evaluada por el operador del sistema a intervalos regulares muy cercanos al tiempo

⁴⁹ Para más información sobre su implementación, ver: ELEXON (27 de junio de 2019). *Imbalance pricing guidance: A guide to electricity imbalance pricing in Great Britain* (Guía de fijación precios fuera de balance: Una guía para el sistema de precios eléctricos sin balance). <https://www.elexon.co.uk/documents/training-guidance/bsc-guidance-notes/imbalance-pricing/>. Para más información sobre el informe de códigos importantes para el balance eléctrico, *Electricity Balancing Significant Code Review*, véase: Ofgem. *Electricity Balancing Significant Code Review* (Informe de códigos significativos en el proceso de balance de la electricidad) (n.d.). <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-balancing-significant-code-review>

⁵⁰ Por ejemplo, el regulador belga, CREG, está investigando la aplicación de precios de escasez en Bélgica desde 2016, con una posible implementación a finales de 2021; CREG (2019, 12 de septiembre). *Note on the implementation of a scarcity pricing mechanism in Belgium* (Nota sobre la implementación en Bélgica de un mecanismo de precios basado en la escasez). Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz. Comisión de la Regulación de la Electricidad y el Gas. <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Notes/Z1986EN.pdf>. Otros países, como Polonia e Italia, se han comprometido a aplicar una función de precios de escasez a sus mercados de balance como parte de las reformas de mercado pactadas con la Comisión Europea en el contexto de la aprobación de sus mecanismos de capacidad. Los precios de escasez administrativa deben ser adoptados sin importar si existe o no un mecanismo de MRC. Su eficacia tiende a ser más significativa en mercados sin MRC externos.

real.⁵¹ Durante períodos de escasez de reservas, el precio se sitúa administrativamente como consecuencia de la probabilidad de pérdida de carga y el valor de la carga perdida, Value of Lost Load (o “el máximo precio de electricidad que los consumidores están dispuestos a pagar para evitar un corte de energía o apagón”).^{52,53} Cuando las desconexiones involuntarias son inevitables, el LOLP es igual a 1, y el precio de mayorista se fija al máximo precio definido en la función.⁵⁴

Figura 9. Representación de la función de la aplicación de precios de escasez administrativa



Precio administrativo; desbordamiento de carga firme; reducción de voltaje; escasez de reservas operativas (reducción de 5% margen-objetivo a 2% mínimo)

Suministro por hora menos carga (% de carga)

Se espera que la aplicación de precios de escasez administrativa en el mercado de balance alimente indirectamente a los precios futuros, dado que estos convergen hacia los precios de balance esperados cuando se acercan al tiempo real. Este “precio de escasez” es necesario para que todos los recursos sean capaces de recuperar su capital y

⁵¹ Por ejemplo, en Gran Bretaña, el operador del sistema evalúa el LOLP a mediodía el día antes de iniciarse el período de liquidación relevante, además de ocho, cuatro, dos y una hora antes del inicio de cada período. El valor de una hora de adelanto (“gate closure”) se utiliza para determinar el LOLP final.

⁵² Ver EUR-Lex (2019, junio). *Regulation of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity* (text with EEA relevance). European Commission (*Normativa del Parlamento Europeo y del Consejo del 5 de junio de 2019 sobre el mercado interno para electricidad*; texto con relevancia EEA). Comisión Europea. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>. Varias jurisdicciones han estimado este valor; por ejemplo, un estudio para el gobierno británico estimó un valor de £17,000/MWh (alrededor de los 19.000€/MWh).

⁵³ Este es el precio de compensación de mercado, cuando se alcanza el punto en que el operador debe recurrir a una reducción involuntaria de carga para equilibrar el sistema. Ese precio debería estar lo más cerca posible del VoLL, o ser el mismo.

⁵⁴ Como se muestra en la figura, la necesidad de empezar a reducir voltaje o soltar carga típicamente surge cuando el nivel de reserva alcanza la cantidad mínima necesaria de una o más categorías de reserva de contención de frecuencia.

otros costes fijos. Es especialmente importante para recursos con unos costes marginales relativamente elevados que se espera operen sólo unas pocas horas al año y dependen de ello para recuperar estos costes. El uso de estos precios de escasez administrativa asegura que el mercado energético está apoyando la inversión en recursos necesaria para alcanzar la demanda de una oferta fiable de dos formas clave:

- A través de un aumento del acceso a oportunidades de cobertura de riesgos por parte de actores del mercado mayorista.⁵⁵
- A través de precios más elevados durante los períodos reales de tensión en el sistema (con precios más bajos durante otros períodos y precios medios sin aumentar, potencialmente más reducidos).

Es importante destacar que a los proveedores les motiva sopesar los costes de avalar inversiones en la generación de energía con la oportunidad de desarrollar el potencial de una flexibilidad de demanda rentable. En otras palabras, al impulsar los incentivos a las inversiones necesarias a través del mercado de energía y servicios de balance en lugar de varios mecanismos externos, el precio de escasez administrativa puede asegurar un nivel más rentable de inversión de recursos. Al mismo tiempo, pondrá de manifiesto un mix más económico de soluciones de oferta y demanda para reunir los requisitos de flexibilidad y asegurar el suministro (para más información, ver la sección más abajo sobre Texas).⁵⁶

España haría bien en priorizar la implementación de unos precios de escasez administrativa en su mercado de energía de balance. El país se encuentra en una situación ventajosa para hacerlo, dado el casi completo despliegue de contadores inteligentes y la existencia de precios dinámicos en España (ver la sección de flexibilidad del lado de la demanda en la página 25). Estas condiciones pueden ayudar a revelar el valor real que para los consumidores tiene el disfrutar de un servicio ininterrumpido, o la opción de trasladar su consumo a diferentes horas. Al hacerlo, la fijación de precios de escasez administrativa puede estimular una flexibilidad rentable en el lado de la demanda. Su implementación podría aportar beneficios importantes al país a largo plazo.

El precio de escasez administrativa aporta fiabilidad al menor precio en ERCOT

El Consejo de Fiabilidad Eléctrica de Texas (Electric Reliability Council of Texas, ERCOT), el operador de sistemas independiente para la mayor parte del estado de Texas, gestiona un mercado de energía complementado por una fijación de precios de escasez administrativa en su mercado diario (la curva de demanda de reserva operativa, Operating Reserve Demand Curve, ORDC, que funciona desde 2014), con una cooptimización de energía y reservas en escalas de tiempo de balance. El mercado ERCOT, que no está sincronizado con el resto del sistema eléctrico norteamericano, cuenta con uno de los niveles más elevados de penetración de energías renovables

⁵⁵ Esto podría realizarse mediante contratos bilaterales o negociaciones a plazos de productos de cobertura de riesgos.

⁵⁶ Otro beneficio de implementar precios de escasez administrativa es que reduce el riesgo de que los actores del mercado ejerzan poder fijando el precio a nivel administrativo cuando hay escasez de recursos.

variables de cualquier mercado sincronizado en los Estados Unidos y globalmente (la energía eólica y solar contribuyeron en un 21'2% a la electricidad generada en 2019), la mayoría desarrollado en la pasada década.⁵⁷ Como ERCOT es, eléctricamente hablando, una isla, la integración de energías renovables variables supone un reto aún mayor. El estado ha visto un aumento significativo de demanda máxima en los últimos años, principalmente debido a la expansión de las actividades de exploración del petróleo y gas natural y otras actividades industriales petroquímicas relacionadas. El aumento en la demanda ha ocurrido de forma paralela a muchos cierres de plantas de carbón.

Este desarrollo ha llevado a algunas dificultades de previsión para alcanzar la demanda máxima en verano, con los márgenes de capacidad proyectados cayendo por debajo del nivel del objetivo (por ejemplo, el margen proyectado para el verano de 2019 era de 8'6%, comparado con un margen-objetivo del 13'75%).⁵⁸ Todo y con estas proyecciones, ERCOT ha sido capaz de gestionar su sistema sin perder carga, a pesar de establecerse un nuevo récord de demanda máxima en 2019, con un verano más caluroso de lo habitual. Durante los meses de verano de 2019 el precio al por mayor alcanzó el valor de la carga perdida (VoLL, 9,000 \$/MWh en ERCOT) durante cuatro horas y diez minutos en total. El mercado ERCOT ha tenido resultados superiores a la expectativa establecida de pérdida de carga, lo cual, con un caso cada diez años, es comparable a – o más estricto que — la mayoría de los sistemas eléctricos desarrollados.⁵⁹

El diseño de mercado mayorista del estado y los acuerdos generales del mercado han tenido más éxito en general a la hora de estimular una respuesta del mercado. Por ejemplo, ERCOT ha permitido la participación del sistema de respuesta a la demanda en el mercado. Esto se ha manifestado de formas diversas. Veamos algunas de ellas:

- ERCOT ha visto una inversión importante en nuevas unidades de generación de energía. El análisis llevado a cabo por Grid Strategies LLC muestra que las unidades de gas recuperaron un margen significativo en 2019, por encima de lo necesario en un año de promedio.⁶⁰
- Los proveedores se protegieron contra el riesgo de escaladas de precios, ofreciendo un flujo de caja predecible a los generadores. Por ejemplo, los proveedores cubrieron aproximadamente el 95% de la demanda antes del inicio del verano de 2019, que se esperaba que fuera bastante apretado.
- Los generadores aumentaron su disponibilidad en el período de verano ante las condiciones proyectadas, más ajustadas. En 2018, el análisis del monitor del mercado independiente indica que es probable que los generadores tuvieran más apagones planeados durante los meses situados entre temporadas altas y bajas, para asegurar una

⁵⁷ Para más información, ver: ERCOT. *Grid information: Generation (Información de la red: Generación)* (n.d.). Electric Reliability Council of Texas. <http://www.ercot.com/gridinfo/generation>. Consejo de Fiabilidad Eléctrica, Texas. Para información sobre todos los mercados sincronizados de EE. UU., ver: National Renewable Energy Laboratory (NREL). U.S. Department of Energy. Laboratorio Nacional de Energía Renovable (2020, febrero). *2018 Renewable energy grid integration data book (Libro de datos de 2018 sobre la integración en la red de las energías renovables)*. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (Depto. de Energía de EE. UU., Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable). <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74823.pdf>

⁵⁸ El margen de beneficio esperado no representa un nivel económico óptimo, sino que está basado en una filosofía tradicional de ingeniería. Brattle Group ha estimado que el margen objetivado para ERCOT es de aproximadamente 10'2%. Brattle Group (2014, 31 de enero). *Estimando el margen de reserva del beneficio esperado óptimo en ERCOT*. Public Utility Commission of Texas. Comisión de Utilidad Pública de Texas. El nivel del margen no puede compararse directamente con los márgenes europeos, debido a las diferencias metodológicas a la hora de estimar los márgenes (por ejemplo, cómo se justifican las reservas en cada metodología). https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/7641_estimating_the_economically_optimal_reserve_margin_in_ercot.pdf.

⁵⁹ ERCOT espera que los márgenes de capacidad aumenten en los próximos años, debido en parte al desarrollo de nuevos recursos renovables, como energía solar y eólica. Ver, por ejemplo: Behar, P., & Klump, E. (2019, 23 de agosto). *How does Texas keep the lights on? It's complicated (¿Cómo mantiene Texas las luces encendidas? No es tarea fácil)*. E&E News. <https://www.eenews.net/stories/1061038879>

⁶⁰ Gramlich, R. (2019, 15 de octubre). *ERCOT 2019: Final proof of a successful market design? (¿Prueba final de un diseño de mercado acertado?)* RTO Insider: Stakeholder Soapbox. <https://gridprogress.files.wordpress.com/2019/10/ercot-2019-final-proof-of-a-successful-market-design.pdf>

mayor disponibilidad durante la temporada alta, en línea con la economía de mercado. Los apagones forzados sólo ocurrieron en un 2% en los meses de julio y agosto de 2018, cuando tiene lugar la mayor demanda en el estado.⁶¹

- Lo que es más importante, estas condiciones de mercado han creado un vibrante mercado de respuesta a la demanda. Un desarrollo clave es que los proveedores ofrecen a los consumidores residenciales y los pequeños comercios paquetes de transmisión de precios mayoristas, con sistemas automatizados de carga. ERCOT estima que alrededor del 10% de la demanda — que es seleccionada a través de varios programas, incluyendo el de demanda, y a través de tarifas de variación de tiempo — trasladó su carga durante los períodos de más alta demanda en verano de 2019.⁶²

A diferencia de los mercados con MRCs establecidos, ERCOT ha conseguido exceder el nivel deseado de fiabilidad con una cantidad y mix de recursos dictados principalmente por el mercado energético, suplementado con una fijación de precios de escasez administrativa. En comparación, los mercados como PJM, con MRCs establecidos hace tiempo, muestran una sobrecapacidad a largo plazo que va constantemente en aumento, mientras que los precios medios vistos por sus consumidores son significativamente más elevados que los de ERCOT. En 2015, por ejemplo, los precios medios al por mayor en ERCOT eran aproximadamente la mitad de los de PJM y de ISO New England, que habían establecido MRCs, y el coste de los MRCs constituía una porción importante de esta diferencia.^{63, 64}

Señales de precio por ubicación

El diseño actual del mercado de una sola zona de oferta en España, como en la mayor parte de Europa, determina el precio de la electricidad para todo el país. Esto ignora efectivamente las limitaciones físicas de la red y disimula las diferencias en costes marginales para suministrar energía a diferentes ubicaciones. A su vez, esto crea ineficiencias y envía señales de precio erróneas a los participantes del mercado. Ignorar la dimensión física de la red en el mercado puede exagerar la congestión y llevar a una planificación de generación en que la capacidad de la red es insuficiente para suministrar la energía y hacer frente a la demanda. Como esto es un resultado inviable, el OTS (operador de sistema de transmisión) debe intervenir para resolver la situación, cosa que hace principalmente a través del redespacho, es decir, reduciendo la generación de

⁶¹ Potomac Economics (2019). 2018 *State of the market report for the ERCOT electricity markets (Informe del estado del mercado para los mercados de electricidad de ERCOT)*. <https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2019/06/2018-State-of-the-Market-Report.pdf>. Potomac Economics es el monitor de mercado independiente para ERCOT.

⁶² La reducción máxima fue de unos 3'2 GW de un total de aproximadamente 31 GW el 13 de agosto de 2019. El grueso de la respuesta de demanda fue incentivada a través del programa 4CP (similar al programa Triad en Gran Bretaña) y tarifas variables en el tiempo. ERCOT (2020, 9 de marzo). *2019 Demand and energy report: Monthly report on demand and energy use in the ERCOT region (Informe sobre la demanda y la energía: Informe mensual sobre el uso de la demanda y la energía en la región ERCOT)*. Electric Reliability Council of Texas (Consejo de Fiabilidad Eléctrica de Texas). http://mis.ercot.com/misdownload/servlets/mirDownload?mimic_duns=000000000&doclookupId=707834561

⁶³ Hogan, M. (2016). *Hitting the mark on missing money: How to ensure reliability at least cost to consumers (Dar en el clavo con las pérdidas de dinero: Cómo asegurar la fiabilidad con el mínimo coste para el consumidor)*. Proyecto de Ayuda Regulatoria. Regulatory Assistance Project. <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/09/rap-hogan-hitting-mark-missing-money-2016-september.pdf>

⁶⁴ El análisis realizado para PJM muestra que los consumidores han estado pagando en exceso a nivel anual por la generación de recursos no esenciales debido a que el operador del sistema pronostica demasiada demanda de manera continua. Gheorghiu, J. (2020, marzo). *PJM over-forecasting costs consumers up to \$4.4B for unneeded energy capacity: Report (PJM sobreestima el coste para el consumidor en hasta \$4'4 B para una capacidad de energía que no es necesaria)*. Utility Dive. <https://www.utilitydive.com/news/pjm-over-forecasting-costs-consumers-up-to-44b-for-unneeded-energy-capaci/574264/>

menor coste en la zona sin congestión y aumentando la producción de coste más elevado en la zona congestionada. Los costes resultantes, más elevados, se “socializan” entre los consumidores.

En España, estos costes son relativamente elevados comparados con otros países europeos. Por ejemplo, ACER estima que los costes para resolver congestiones en los niveles de transmisión en España fueron de alrededor de 370€ millones en 2017 (con un coste medio de 1'6 €/MWh).⁶⁵ La información suministrada por el OTS nacional sugiere que los costes de congestión en 2018 estaban situados en una franja similar, de alrededor de 1'5 €/MWh.⁶⁶

Ignorar los costes de energía relacionados con la ubicación puede agravar la congestión y tener como consecuencia el que una capacidad de transmisión valiosa permanezca en reserva para justificar un aumento de incertidumbre y riesgos. La creciente implementación de energías renovables variables supondrá una congestión más elevada en la red, porque la generación de energía se irá situando más y más en zonas con condiciones de viento y sol favorables, en lugar de cerca de centros de demanda. Al mismo tiempo, los operadores del sistema necesitarán adaptarse a flujos de potencia menos predecibles y más variables.

La mayoría de los mercados mayoristas organizados en todo el mundo han implementado un diseño de mercado diferente que incorpora información local en la fijación de precios. Los precios de mercado reflejan el coste marginal que supone atender a un MWh adicional de carga en una zona determinada. Esto se denomina precio marginal por zona o precio nodal (Location Marginal Pricing, LMP).⁶⁷

El LMP ofrece beneficios tanto a corto como a largo plazo. Aunque ya presentaba beneficios en los sistemas eléctricos tradicionales, estos se ven aumentados debido a la transición energética:

- Puede incrementar la utilización de activos energéticos existentes, especialmente líneas de transmisión. El operador del sistema puede anticipar menos

⁶⁵ Los costes para el año 2017 se redujeron en un 28% comparado con los de 2016, y siguieron una tendencia decreciente entre 2016 y 2018.

⁶⁶ Según Red Eléctrica de España, el coste medio para resolver problemas con el envío diario – debido a limitaciones de la red – es de 1'47 €/MWh (Restricciones técnicas PDBF), y el coste medio de resolver problemas de congestión en tiempo real es de 0'07 €/MWh. Restricciones técnicas en tiempo real. Red Eléctrica de España. (2019, 19 de febrero). *Servicios de ajuste e intercambios internacionales: Avance 2018*. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/servicios-de-ajuste-del-sistema-avance-2018>

⁶⁷ No es nuestra intención describir LMP en detalle en este estudio, sino ofrecer un resumen de alto nivel de los beneficios que puede aportar a un sistema eléctrico en transición. La implementación con éxito de LMP requeriría ciertas condiciones, como el desarrollo de un comercio fuerte en derechos de transmisión financiera, un marco concreto para el desarrollo de liquidez y la prevención del abuso de poder en el mercado. Para más información sobre LMP, véase, por ejemplo: Newbery, D., Pollitt, M. G., Ritz, R. A., & Strielkowski, W. (2018). *Market design for a high-renewables European electricity system. Renewable and Sustainable Energy Reviews (Diseño de mercado para un sistema eléctrico europeo con gran cantidad de energías renovables. Informes de energías renovables y sostenibles)*, 91, 695-707. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118302454>; y Neuhoff, K., & Boyd, R. (2011). *International experiences of nodal pricing implementation: Frequently asked questions (Experiencias internacionales de implementación de precios nodales: Preguntas más frecuentes)*. Climate Policy Initiative (Iniciativa de Normativa del Clima). <https://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2011/12/Nodal-Pricing-Implementation-QA-Paper.pdf>

eventualidades para operar el sistema eléctrico con seguridad, liberando de esta manera mayor capacidad en la red. Dicho de otro modo, un sistema que utilice LMP necesitará menos inversión en las redes de transmisión, mientras que puede extraer más potencia de los activos existentes. Esto es evidente por ejemplo en ERCOT, que recientemente pasó de ser un sistema de pequeñas zonas de oferta a uno de LMP. Tras su implementación, la utilización del corredor de la red más congestionado aumentó en 23% en un espacio de dos años.⁶⁸

- Promueve el uso de los recursos de flexibilidad más baratos a corto plazo, tanto en el lado de la generación como en el de la demanda, e incentiva el desarrollo de nuevos recursos de flexibilidad a largo plazo.
- Al revelar la ubicación y el valor de la congestión, estimula inversiones óptimas en los ámbitos de generación y redes. Por ejemplo, debido a la transparencia de precios, es más fácil evaluar y demostrar el valor de nuevas inversiones de transmisión entre zonas restringidas y no restringidas a las partes interesadas.

En resumen, la implementación de LMP puede tener como consecuencia reducciones de precio considerables a largo plazo y aportar grandes beneficios económicos a la transformación de un sistema eléctrico bajo en carbono en España. Las autoridades españolas podrían investigar el potencial de introducir un sistema de LMP en el mercado.^{69,70} Alternativamente, otra opción que podrían considerar es ofrecer señales de ubicación a los participantes del mercado a través de recargos de transmisión eléctrica.⁷¹ Revelar el valor local de la energía de una forma u otra formará parte esencial de una transición energética más asequible.

⁶⁸ De forma más específica, la utilización en la parte más restringida de la red aumentó en el primer año, de 64% a 78%, y el año siguiente a 87%. Hogan M., & Pandera, J. M. (2019, junio). *Locational market in Poland: Security of supply, costs and the impact on the energy transition (El mercado de ubicación en Polonia: Seguridad de suministro, costes y el impacto de la transición energética)*. Forum Energii y Regulatory Assistance Project. <https://forum-energii.eu/en/analizy/rynek-lokalizacyjny>

⁶⁹ Reconocemos que la implementación de LMP probablemente requeriría un esfuerzo de la UE más coordinado. Aunque la legislación de la UE no bloquea la implementación de LMP, tampoco la promueve como una opción para el futuro. Algunos Estados Miembros han considerado o investigado la introducción de LMP. Por ejemplo, el OTS polaco considera que LMP será una mejor solución para el futuro y está planeando realizar pruebas sobre ello. Ver PSE (2018, diciembre). *PSE calls for electricity market design facelift (El PSE hace un llamamiento para renovar el diseño del mercado eléctrico)*. <https://www.pse.pl/web/pse-eng/-/pse-calls-for-electricity-market-design-facelift>. El NRA francés, Commission de Régulation de l'Energie (CRE), recientemente encargó un estudio sobre precios nodales, en el cual se llega a la conclusión que un enfoque nodal es preferible a un enfoque zonal. *FT-Consulting Compass Lexecon (2018, mayo). Système de prix nodaux: expérience américaine et perspectives pour l'Europe (Sistema de precios nodales: experiencia americana y perspectivas para Europa)*, CRE. <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Etudes/Systeme-de-prix-nodaux-experience-americaine-et-perspectives-pour-l-Europe>.

⁷⁰ Bajo nuestro punto de vista, la cuestión clave para la implementación de LMP en Europa es si esto podría funcionar en un sistema de autoenvío, y cómo se llevaría a cabo, con la división existente de operaciones de mercado y sistema. Los sistemas con LMP utilizan un modelo de envío central, donde el operador del sistema es responsable de gestionar el mercado y despachar recursos diarios y otros. La mayoría de países europeos cuenta con un sistema de autoenvío.

⁷¹ Gran Bretaña ha seguido un enfoque similar con Project TransmiT. Para más información, ver: Ofgem. (n.d.). *Project TransmiT*. <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/charging/project-transmit>

Regionalización

España, y la Península Ibérica de forma más general, es actualmente una de las regiones más aisladas de Europa, eléctricamente hablando. Aparte de su conexión directa con Portugal,⁷² España (y, por extensión, la península) está actualmente interconectada de forma débil al resto de Europa a través de Francia. La capacidad comercial total de la interconexión con Francia es de aproximadamente 2'8 GW, que es sólo una pequeña parte de la demanda máxima y de la capacidad instalada del país.⁷³ Esto resulta evidente en la diferencia de precios diarios entre ambos países, situada alrededor de los 10€/MWh de promedio durante el período 2016-2018;⁷⁴ el precio medio diario en 2018 en España era de 57'3 €/MWh, mientras que en Francia era de 50'2 €/MWh.⁷⁵

La capacidad comercial entre España y Portugal es de alrededor 3'4 GW de media. La interconexión entre los dos países estuvo restringida durante tan sólo aproximadamente el 6% del tiempo, y los precios medios diarios eran casi los mismos en 2018.

Reconociendo los beneficios de una mayor interconexión con la seguridad de suministro, entre otros factores, las autoridades españolas están planificando aumentar su capacidad de interconexión principalmente con Francia para conseguir un nivel de 15% de interconectividad de aquí a 2030.⁷⁶ El objetivo es aumentar la capacidad de interconexión entre España y Francia a 8.000 MW para entonces. El proyecto más avanzado es la interconexión de la Bahía de Vizcaya, con una capacidad instalada de 2.000 MW y una fecha prevista para su puesta en marcha: 2025.⁷⁷ Merece la pena señalar que los sistemas franceses y españoles se enfrentan a la demanda máxima a diferentes horas, lo cual es una buena indicación de que el sistema francés podría contribuir a la seguridad del suministro en España durante sus horas más problemáticas, y viceversa.⁷⁸ España también tiene planeado expandir su nivel de interconexión con Portugal, pero con un alcance más limitado, dado el ya elevado nivel

⁷² En España y Portugal ha estado funcionando el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) desde julio de 2007. Para más información, ver: MIBEL (n.d.). *Premio del Consejo de Reguladores del MIBEL para estudios sobre integración de los mercados eléctricos*. Mercado Ibérico de la Electricidad. https://www.mibel.com/es/home_es/

⁷³ España también está directamente conectada con Marruecos a través de dos cables eléctricos submarinos con una capacidad total de 800 MW.

⁷⁴ El diferencial arriba mencionado es para diferencias de precio absolutas. El diferencial medio de precios actuales es de 5'8 €/MWh, cifra que continúa siendo significativa. La diferencia entre los dos parámetros implica que había diferenciales de precio en ambas direcciones. ACER (2019, 11 de noviembre). *ACER market monitoring report 2018: Electricity wholesale markets volume (Informe de monitorización de mercado de 2018: Volumen del mercado mayorista de electricidad)*. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. (Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía).

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202018%20-%20Electricity%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf

⁷⁵ ACER, 2019.

⁷⁶ Objetivo establecido en el PNIEC de España.

⁷⁷ Para más información sobre la interconexión de la Bahía de Vizcaya, véase, por ejemplo, la página web del proyecto: <https://www.inelfe.eu/>. Para más información sobre otros proyectos, véase, por ejemplo, el PNIEC de España.

⁷⁸ La demanda máxima suele ocurrir a las 19 horas en Francia y a las 21 horas en España. Inelfe (2017, agosto). *The electricity interconnection France-Spain across the Bay of Biscay (La interconexión eléctrica Francia-España a través de la Bahía de Vizcaya)*. https://www.inelfe.eu/sites/default/files/2017-08/Inelfe_INGL_04Agos_WEB.pdf

de convergencia de precios entre ambos países. El panorama de seguridad de suministro de Portugal es también positivo, similar al de España.

Aunque es esencial que España continúe aumentando sus niveles de interconexión con países vecinos, lo es también que esta capacidad sea utilizada hasta su máximo alcance económico. Un análisis realizado por la Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) sugiere que la capacidad de interconexión instalada actualmente está siendo infrautilizada de manera considerable. Las interconexiones con Francia y Portugal han sido utilizadas aproximadamente al 45% de la máxima potencia que técnicamente puede fluir hacia ellos. El plan CE4All dicta que el nivel de capacidad de interconexión disponible al mercado alcance un mínimo del 70% de aquí a 2025. Esto significa que la capacidad disponible de los interconectores existentes en el mercado debería aumentar de forma significativa en los próximos cinco años, lo cual mejoraría la seguridad del suministro del país aún más. Las autoridades españolas deberían perseguir este objetivo cuanto antes posible, y asegurar que el nivel de interconexión disponible al mercado supere el límite mínimo fijado por el CE4All, si es rentable.

También es importante que el mercado de España y la Península Ibérica continúe trabajando con otros Estados Miembros para integrar aún más su mercado en el mercado único eléctrico europeo. España y Portugal han estado bien integrados a lo largo de más de una década con la formación del mercado ibérico (MIBEL).⁷⁹ El mercado MIBEL está gestionado por un solo operador para la península, el OMIE,⁸⁰ que incorpora los mercados diarios e intradiarios. Los mercados de balance están gestionados para cada OTS nacional por separado. Desde 2014, el mercado MIBEL está emparejado en la etapa diaria con la zona única, que cubre la mayoría de países europeos. España y la Península Ibérica formaban parte de la primera ola de países que implementaron el emparejamiento diario único (Single Intraday Coupling, SIDC) en junio de 2018, que es la plataforma continua para el comercio en el mercado intradiario.⁸¹ España es también miembro de varias iniciativas asociadas al mercado de balance, como TransEuropean Replacement Reserves Exchange (TERRE) y Manually Activated Reserves Initiative (MARI).⁸²

⁷⁹ El MIBEL se puso en funcionamiento el 1 de julio de 2007.

Ver, por ejemplo: https://www.ree.es/sites/default/files/electricity_interconnections_eng_2.pdf

⁸⁰ Para más información sobre OMIE, véase, por ejemplo, la página web del operador: <https://www.omie.es/es>

⁸¹ Más recientemente, el mercado MIBEL adelantó la hora de apertura ("gate opening time") para el mercado continuo diario de las 22 horas del día siguiente a las 15 horas del día siguiente (D-1). CNMC (2019, octubre). *DCOOR/DE/003/19: Adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario y de P.O.* Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. <https://www.cnmc.es/en/node/377402>. Esto concuerda con la normativa europea reciente. Para más información, ver: ACER (2019, 24 de enero). *Establishing a single methodology for pricing intraday cross-zonal capacity (Establecer una metodología única para fijar la capacidad intradiaria en varias zonas)*. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía). https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf

⁸² Para más información, véase: ENTSO-E (n.d.) *Electricity balancing (Equilibrando la electricidad)*. European Network of Transmission

Flexibilidad en el lado de la demanda

Mientras el sistema eléctrico experimenta esta transición, el lado de la demanda tendrá que jugar un papel más y más activo en el sistema eléctrico para alcanzar los objetivos de seguridad de suministro y descarbonización de forma rentable. Bajo el paradigma tradicional, la demanda era rígida, poco elástica; y los operadores del sistema planificaban la generación según la demanda pronosticada. La aparición y creciente implementación en recientes años de nuevas tecnologías en el lado de la demanda — tales como contadores inteligentes, controles automatizados y electrodomésticos más inteligentes y flexibles — está cambiando el panorama actual. Estas nuevas tecnologías y servicios hacen que sea tanto posible como atractivo que la demanda juegue un papel más activo en el mercado, siempre que éste permita un acceso justo y una compensación por ello.

De corto a medio plazo, los consumidores industriales y comerciales ofrecen el principal potencial para la flexibilidad en el lado de la demanda.⁸³ A medio y largo plazo, se espera que el sector residencial sea más activo en la provisión de flexibilidad en el lado de la demanda; esto probablemente ocurra a través de la automatización o de proveedores de energía/servicios en el hogar, especialmente con la introducción de nuevos y más flexibles usos finales en el sistema, como los vehículos eléctricos. España inició el proceso de digitalización de demanda residencial hace más de una década. A finales de 2018, casi todos los consumidores residenciales (con hasta 15 kW de capacidad contratada) habían instalado contadores inteligentes.⁸⁴

Respuesta a la demanda implícita

Hasta la fecha, España se ha centrado principalmente en la respuesta implícita del lado de la demanda, en la cual el consumidor se “traslada” cuando utiliza electricidad en respuesta al precio minorista en un momento dado. El gobierno español ha establecido una tarifa dinámica, regulada y voluntaria denominada PVPC (Precio Voluntario para Pequeños Consumidores), que está gestionada por las autoridades legislativas nacionales (NRA, National Regulatory Authority) y administrada por el OTS. La tarifa dinámica, que ofrece tres configuraciones distintas, sólo cubre el componente de energía de la factura eléctrica y enlaza los precios al por mayor por hora con las tarifas minoristas que ven los consumidores.⁸⁵ Aproximadamente el 40% de todos los consumidores

System Operators for Electricity (Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad). https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/

⁸³ De hecho, los consumidores industriales ya pueden ofrecer servicios al sistema eléctrico español a través del plan de interrupción establecido.

⁸⁴ Desde finales de 2018, un poco más del 99% de consumidores residenciales con hasta 15kW de capacidad contratada tenían instalados contadores inteligentes. CNMC (2019, junio). *Acuerdo por el que se emite el informe sobre el cumplimiento del último hito del plan de sustitución de contadores*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. https://www.cnmc.es/sites/default/files/2520102_6.pdf

⁸⁵ La tarifa voluntaria ofrece tres configuraciones distintas: (1) tarifa general o predeterminada (similar a una tarifa plana); (2) tarifa nocturna (parecida a una tarifa con dos períodos de hora de uso); y (3) tarifa súper-valle (también llamada tarifa VE). Para más

residenciales aptos utilizaban la tarifa PVPC en 2017.⁸⁶ La Figura 10 muestra un ejemplo de la tarifa PVPC y los precios diarios asociados para dos días aleatorios. Desde el año 2017, el componente energético de la factura constituye alrededor del 30% de la factura minorista, basado en la banda de consumo más representativa.⁸⁷ Esto demuestra que el componente energético representa tan sólo un porcentaje del coste total que tienen que pagar los consumidores residenciales.

Además de la tarifa dinámica regulada, el mercado minorista competitivo también ofrece tarifas de tiempo variable, principalmente en forma de tarifas de tiempo de uso (time of use, ToU), en las cuales el precio de minorista está predeterminado y es distinto a diversas horas del día, normalmente dividido en dos o tres períodos por día. Algunos proveedores más pequeños también ofrecen tarifas por hora dinámicas, similares a la tarifa PVPC; en general, su adopción en el mercado libre es bastante limitada.⁸⁸ A finales de 2017, sólo una pequeña porción del segmento del mercado doméstico utilizaba tarifas dinámicas, o de hora por hora.⁸⁹

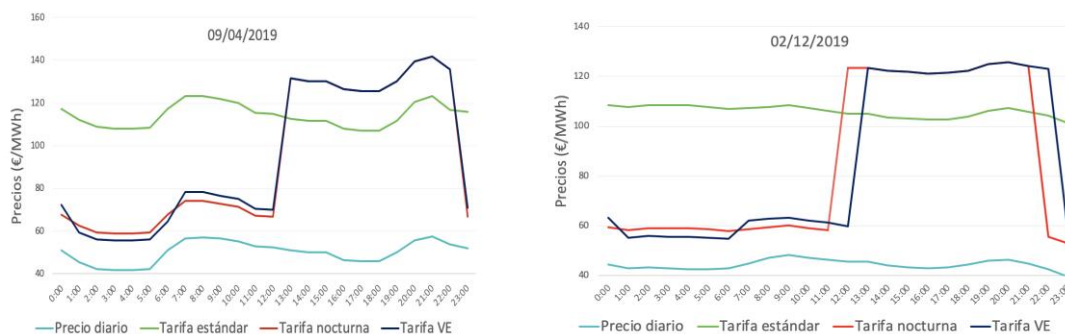
información, ver, por ejemplo: Red Eléctrica de España & ESIOS (n.d.) *Active energy invoicing price (Precio de facturación de energía activa)*: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>; y Red Eléctrica de España (n.d.). *Activities: Voluntary price for the small consumer (PVPC)*; (Actividades: Precio voluntario para el pequeño consumidor, PVPC): <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/precio-voluntario-pequeno-consumidor-pvpc>.

⁸⁶ CNMC (2018, julio). Informe nacional de 2018 del regulador español de energía para la Comisión Europea. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. https://www.cnmcc.es/sites/default/files/2168599_3.pdf

⁸⁷ Comisión Europea (2019). *Energy prices and costs in Europe (Precios y costes de la energía en Europa)*. Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (Informe de la Comisión del Parlamento Europeo, el Consejo, el Comité Europeo y Comité Social y el Comité de las Regiones). https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_-_v5_text_6_-_part_1_of_4.pdf. ACER y CEER estiman que el porcentaje del componente energético es algo más elevado, un 44%, basándose en las ofertas eléctricas estándar a hogares en ciudades capitales durante los meses de noviembre y diciembre. ACER/CEER (2019, octubre). *Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2018: Electricity and gas retail markets volume (Informe anual de los resultados de monitorizar los mercados internos de electricidad y gas natural en 2018: Volumen de los mercados minoristas de gas y electricidad)*. https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202018%20-%20Electricity%20and%20Gas%20Retail%20Markets%20Volume.pdf

⁸⁸ Por ejemplo, un proveedor pequeño llamado Factor Energía ofrece contratos dinámicos para minoristas que enlazan con los precios al por mayor.

⁸⁹ A finales de 2017, el trece por ciento de los consumidores con una electricidad contratada de menos de 15 kW estaban suscritos a tarifas de tiempo variable, enlazadas a los precios por hora para mayoristas. CNMC (2019, febrero). *Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. https://www.cnmcc.es/sites/default/files/2322268_0.pdf

Figura 10. Precios diarios y tarifa de PVPC para dos días aleatorios (costes de energía y red)⁹⁰

Fuente: Adaptado con datos de Red Eléctrica de España y ESIOS (n.d.). *Precio energético de facturación activo, junto con datos de ENTSO-E.*

En general, no está claro qué efectos causan las tarifas de tiempo variable en el comportamiento del consumidor y si están aportando la conducta y ahorro esperados al trasladar la demanda de períodos de precios altos a períodos de precios bajos.⁹¹ El segmento del mercado residencial está relativamente concentrado, con los tres mayores proveedores acaparando una porción del 88% en 2017.⁹² Además, la tarifa regulada era aproximadamente un 15% más baja que el precio medio de todos los proveedores del mercado liberalizado.

El estado actual del mercado minorista plantea cuestiones importantes sobre las razones por las cuales el mismo mercado sólo ofrece tarifas dinámicas hasta un cierto punto. Era de esperar que la provisión de una tarifa dinámica y regulada serviría de incentivo para que los proveedores ofrecieran productos al por menor que reflejaran mejor el coste y redujeran la tarifa regulada establecida. Sería recomendable que la NRA española examinara las razones por las cuales esto no ha ocurrido.

Algunas preguntas relevantes incluyen:

- Si la alta concentración en el mercado actúa como impedimento para la incorporación de dichas tarifas.

⁹⁰ Datos para precios diarios extraídos de la plataforma transparente de ENTSO-E en <https://transparency.entsoe.eu/>; datos para las tres tarifas de <https://www.esios.ree.es/es>. Las tarifas, además de los costes de energía, incluyen costes de servicios complementarios, pagos de capacidad, acceso a la red y otros costes. No contienen costes de impuestos.

⁹¹ Vale la pena mencionar que los precios diarios muestran muy poca volatilidad, un efecto que puede atribuirse, al menos de forma parcial, a la capacidad sobrante considerable que existe en el sistema. Este efecto es más prominente en la tarifa predeterminada de PVPC, que sigue más de cerca los precios mayoristas diarios comparado con otras configuraciones. Dada la variación limitada existente en los precios diarios, la demanda flexible no alcanza la oportunidad de responder de forma más rentable que la generación de sobrante, que con frecuencia se paga fuera del mercado de energía.

⁹² CNMC (2018, julio). *Informe nacional del regulador de energía española 2018 para la Comisión Europea*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. https://www.cnmec.es/sites/default/files/2168599_3.pdf

- Si la tarifa regulada deja espacio para que el mercado libre ofrezca productos más competitivos y precios más reducidos que los de dicha tarifa.
- Si la actual rentabilidad de la tarifa regulada es demasiado baja, o incluso negativa (debido a que algunos de los costes asociados se recuperan en otro lugar), entonces sería muy difícil que esto último ocurriera, ya que se estaría ahogando a la competencia. La diferencia mencionada más arriba entre la tarifa regulada y la tarifa media para minoristas en el mercado libre sugiere que quizá esto sea realmente un problema. También es importante que las autoridades españolas monitoricen la eficacia de las tarifas reguladas y, de forma más general, las tarifas de minoristas a la hora de dar flexibilidad al lado de la demanda.

La investigación propia del NRA muestra que la mayoría de consumidores no eran conscientes de la diferencia entre el mercado libre y el regulado, y una tercera parte de los consumidores no sabía a qué tarifa estaban suscritos (resultados basados en una encuesta realizada por CNMC en 2019).⁹³ Más del 40% de los consumidores que participaron en la encuesta contestaron que tenían contratada una tarifa de tiempo variable (bien dinámica o tarifa ToU); sin embargo, la encuesta no parece contener ninguna información sobre cómo utilizan los consumidores estas tarifas.⁹⁴

Respuesta explícita a la demanda

España ha pasado por alto la respuesta explícita a la demanda hasta la fecha, como lo han hecho la mayoría de países europeos. A diferencia de la respuesta de demanda implícita, que afecta a la curva de la demanda, la respuesta explícita de demanda representa un cambio en la curva de suministro. Los clientes mantienen su demanda flexible y la venden al mercado mayorista en competencia con ofertas de generadores, a cambio de una recompensa económica. Esto normalmente es facilitado y gestionado por un agregador, especialmente para consumidores más pequeños cuyo tamaño les prohíbe participar directamente en el mercado. Un agregador puede ser una entidad independiente o un suministrador que utilice la flexibilidad del lado de la demanda para obtener ingresos (por ejemplo, ofreciéndolo en el mercado de servicios adicionales) o para minimizar sus costes o los de un participante en el mercado (por ejemplo, llevando la cartera de un suministrador de energía reduciendo compras en horas punta, para así evitar cargos de falta de balance). El agregador entrega un porcentaje de los beneficios acumulados a los consumidores participantes.

A fecha de hoy, la participación de respuesta de demanda, ya sea directamente o por agregación, está prácticamente prohibida en mercados mayoristas en todas las secciones

⁹³ CNMC (2019, noviembre). *Tres de cada cuatro hogares españoles desconocen la diferencia entre mercado libre y regulado del sector energético*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. <https://www.cnmc.es/en/node/377825>

⁹⁴ Otras áreas que quizá valga la pena explorar son el desarrollo de programas informativos para guiar a los consumidores sobre cómo mejor utilizar estas tarifas y beneficiarse de ellas, y el potencial para apoyar la implementación de controles automatizados u otras tecnologías inteligentes.

horarias.⁹⁵ En un reciente desarrollo positivo, la NRA española ha adoptado una nueva normativa en el mercado de balance, según ha dictaminado la guía de balance eléctrico europea (European-wide Electricity Balancing Guideline, EBGL), que permite la participación de respuesta (y acumulación) de demanda explícita en el mercado de balance. Esto incluye la provisión de diferentes servicios adicionales, como el Frequency Containment Response (FCR) y las reservas manuales Frequency Restoration (MFRR). La nueva normativa requiere la adaptación de los procedimientos existentes, que el OTS deberá implementar antes de finales de 2020.⁹⁶

A la hora de desarrollar estas nuevas normas para la participación en el mercado de la respuesta explícita a la demanda, España debería considerar las mejores prácticas a nivel global para acelerar su implementación.⁹⁷ España podría beneficiarse de la experiencia en los mercados de Estados Unidos, donde la respuesta explícita a la demanda tiene una historia más larga y más establecida.⁹⁸ Otros mercados europeos que han permitido la participación con éxito en los mercados mayoristas, como Bélgica y Francia, pueden también ofrecer experiencias útiles.⁹⁹ Por ejemplo, la normativa recientemente aprobada para el mercado de balance español estipula que los participantes del mercado deberían tener un límite de mínima oferta de 1 MW. La experiencia de los Estados Unidos demuestra que una subasta menor de 100 kW es factible y puede mejorar de forma significativa la participación de la respuesta a la demanda. Además, España podría considerar ampliar la participación de la respuesta explícita a la demanda a otros mercados mayoristas, como los mercados intradiarios y diarios. También será importante, mientras las nuevas leyes toman efecto, que las autoridades relevantes controlen su efectividad a través del establecimiento de un sistema sólido de monitorizado y evaluación.

⁹⁵ SmartEn (2018). *The SmartEn map: European balancing markets edition 2018 (El mapa SmartEn: Mercados de balance europeos, edición 2018)*. <https://www.smarten.eu/wp-content/uploads/2018/11/the-smarten-map-2018.pdf>. Según SmartEn, "la respuesta a la demanda y la agregación sólo están permitidas para la generación, y están limitadas a conjuntos de activos de la misma tecnología". Los consumidores industriales también tienen permitido participar en el plan de interrumpibilidad, como explicamos anteriormente en este documento.

⁹⁶ Ministerio de la Presidencia (2019, diciembre). Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. *Agencia Estatal, Boletín Oficial del Estado*. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18423

⁹⁷ Las autoridades españolas también deberían considerar si es necesario desarrollar un marco legal completo para la agregación y el almacenamiento, ya que la legislación europea es insuficiente. Actualmente no existe un esquema nacional legal para la agregación en España, y tan sólo hay una normativa limitada para el almacenamiento.

⁹⁸ Ver, por ejemplo: Hurley, D., Peterson, P., & Whithed, M. (2013, mayo). *Demand response as a power system resource: Program designs, performance, and lessons learned in the United States (La respuesta a la demanda como recurso del sistema eléctrico: Diseños de programas, rendimiento y lecciones aprendidas en los Estados Unidos)*. Regulatory Assistance Project (Proyecto de Asistencia Regulatoria). <https://www.raonline.org/knowledge-center/demand-response-as-a-power-system-resource/>

⁹⁹ Basado en SmartEn, 2018.

Tarifas de Red¹⁰⁰

CNMC, el regulador español, ha aprobado una nueva normativa para determinar las tarifas de red, que entrarán en vigor en cuanto el gobierno ultime los detalles pendientes.¹⁰¹ En 2017, los costes de la red constituían un poco más del 20% de la factura final para los hogares españoles.¹⁰² Combinados con el componente energético de la factura, conforman más de la mitad de los costes finales que ven los consumidores.

En suma, el diseño de las tarifas de red consiste en un componente de cargo de potencia (un coste basado en la capacidad contratada del consumidor, expresado en €/kW) y un coste de energía o volumétrico, donde el consumidor paga de acuerdo con su consumo (en €/KWh). El coste de energía es variable en el tiempo, es decir, que se aplica un precio distinto a diferentes horas del día; en otras palabras, el coste de la energía es una tarifa ToU. Los consumidores también pueden cambiar su capacidad contratada para ciertas horas del día y solicitar que se les cobre de forma distinta.¹⁰³

Para consumidores residenciales de bajo uso (con una capacidad contratada de menos de 15 kW), el regulador ha fijado tres períodos de consumo a lo largo del día: pico, plana y valle.¹⁰⁴ Para consumidores de mayor volumen, se aplicarán seis períodos de tiempo a lo largo del año (pero no más de tres al día), siguiendo una lógica similar. Además, la normativa determina cuatro estaciones para todos los consumidores excepto los residenciales de bajo uso, que varían de temporada alta a baja según la demanda en el sistema, con distintos cargos aplicables. En general, el grueso de los costes de red se recuperará a través de los cargos de capacidad; el componente de capacidad tiene un peso del 75% y una carga energética del 25%.

El nuevo diseño es una mejora con relación al diseño existente (en particular para los consumidores residenciales que actualmente sólo se hacen cargo de un coste según capacidad) porque envía señales más potentes sobre cuándo utilizar la red, es decir, hacia las horas no-punta. Pero al mismo tiempo, no ofrece incentivos adecuados para una transición de bajo coste y es excesivamente complicado. Más abajo mostramos un breve análisis del nuevo diseño y más específicamente del coste según capacidad, incluyendo algunas de sus ventajas y desventajas:

¹⁰⁰ En esta sección nos centramos en los diseños básicos de tarifas de red para el consumidor, principalmente el pequeño consumidor residencial. Otras tarifas, como por ejemplo las dirigidas a consumidores con autogeneración, están fuera del ámbito de este estudio.

¹⁰¹ Esto incluye, entre otras cosas, fijar valores para ciertos parámetros de las tarifas. CNMC (2020, enero). La CNMC aprueba la circular 3/2020 que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. <https://www.cnmec.es/en/node/378749>

¹⁰² Comisión Europea, 2019.

¹⁰³ CNMC (2020, enero). *Las diez cosas que tienes que saber sobre la nueva factura de la luz*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. <https://blog.cnmec.es/2020/01/24/nueva-factura-luz-horarios/>. Para consumidores residenciales, la nueva normativa define dos períodos: un período de horas punta, de las 8 horas de la mañana hasta medianoche, y un período de menor demanda para el resto de las horas del día. El consumidor puede solicitar más capacidad en las "horas valle" y pagar considerablemente menos.

¹⁰⁴ El "período punta" corresponde a las horas del día de mayor demanda, alrededor de mediodía (10 h– 14 h) y por la tarde-noche (18 h–22 h), y el período de "horas valle" corresponde a las horas de menor demanda (de medianoche hasta las 8 de la mañana). El resto de las horas se consideran "horas planas".

- El coste según capacidad puede incentivar al consumidor a desplazar el consumo de nuevos usos, como los vehículos eléctricos (VEs), y utilizarla lejos de sus horas de demanda punta, para mantener el nivel de capacidad contratada lo más bajo posible. También puede incentivar a tomar medidas de eficiencia energética permanentes, como comprar un frigorífico más eficiente para reducir su capacidad contratada (aunque somos conscientes, sin embargo, de que este tipo de decisiones no se realizan con frecuencia).
- Por otro lado, las tarifas propuestas basadas en la capacidad no reflejan de forma significativa los costes del sistema. Las compañías toman elementos de la red basándose en el consumo combinado de todos los consumidores en hora punta,¹⁰⁵ ya que existe una diversidad importante entre cargas.¹⁰⁶ Si tomamos dos consumidores cualquiera con el mismo nivel de capacidad contratada, es posible que uno no esté consumiendo en el momento “pico” del sistema, mientras que el otro puede estar consumiendo al máximo; pero bajo las tarifas propuestas, ambos pagarán exactamente lo mismo, aunque suponen costes muy distintos a la red.
- Por otra parte, al alejar la demanda de las horas punta de alto coste hacia las horas de menor coste, no se incentiva una respuesta a la demanda asequible ni se fomenta la conservación. Una vez se ha elegido una capacidad de conexión específica, el cargo será el mismo tanto si se está consumiendo a horas punta, como si se está consumiendo a todas horas, o no se está consumiendo en absoluto.¹⁰⁷
- En general, el diseño de las tarifas de red es excesivamente complicado y puede resultar en costes impredecibles. Por ejemplo, los consumidores pueden cambiar su nivel de capacidad contratada para determinadas horas del día para reducir su factura. Esto parece implicar que los consumidores optimizarán el nivel de capacidad contratada que utilizan normalmente y después la modificarán en ciertas situaciones (por ejemplo, cuando se quiere cargar el VE y exceder la capacidad declarada normalmente). Este ejercicio, sin embargo, es demasiado complejo, ya que los consumidores necesitan optimizar a lo largo del año unos parámetros que son inciertos de por sí (es decir, sus necesidades de consumo). Generalmente hablando, la capacidad es un concepto que cuesta entender al consumidor.¹⁰⁸ Por el contrario, las tarifas según hora de uso se entienden bien y son una solución comprobada y con éxito demostrado.

¹⁰⁵ Ciertos elementos de la red, como la caída en línea individual, se diseñan de acuerdo con la demanda de cada consumidor.

¹⁰⁶ Tradicionalmente, este ejercicio supone asumir el coeficiente de demanda máxima por consumidor (es decir, la carga media consumida por cada usuario a la hora punta). El tamaño de la red sería muy distinto si representara la suma de la capacidad contratada de todos los consumidores.

¹⁰⁷ Reconociendo este fracaso en el ámbito de los cargos basados en la capacidad, el regulador holandés está planeando su eliminación gradual, ya que no los considera una buena opción para el sistema eléctrico del futuro (la tarifa actual de los Países Bajos se basa en un cargo basado al 100% en la capacidad).

¹⁰⁸ Norwegian Water Resource and Energy Directorate (NVE). Directorio de Recursos de Agua y Energía Noruegos. (n.d.). *Consumer survey regarding capacity tariffs: English summary (Encuesta al consumidor sobre tarifas de capacidad: Resumen en inglés)*. https://www.nve.no/Media/5355/summary_capacity-tariff-survey_tfou_gb_final.pdf

- En conjunto, la mayoría de costes basados en la capacidad no confiere poder a los consumidores para facilitarles el ahorro, ni envía señales adecuadas para el uso rentable de la red – es decir, utilizarla cuando existe capacidad libre disponible.

Para corregir estos problemas, recomendamos que las autoridades españolas trasladen el peso – dentro de la tarifa de red – del coste basado en la capacidad al coste de energía variable en el tiempo (por ejemplo, de 75%/25% a 25%/75%). Esto sería especialmente útil a la hora de integrar nuevas cargas flexibles, como vehículos eléctricos y bombas de calor, de forma rentable. Tales cargas requieren una gran retirada si las comparamos con las cargas tradicionales.¹⁰⁹ Si su utilización se superpone a los picos de demanda existentes, puede tener un resultado innecesario: unos costes de red bastante más elevados.¹¹⁰ Los cargos de ToU, si están bien diseñados,¹¹¹ pueden enviar una señal potente al consumidor para desplazar su carga flexible lejos de las horas de demanda punta y así ahorrar en sus facturas.^{112,113} En particular, las autoridades españolas deberían considerar la implementación de un sistema de precios de hora punta crítica para estos tipos de carga. Una tarifa de precios de estas características establece precios considerablemente más elevados para un número limitado de períodos de hora punta críticos pre-notificados.¹¹⁴ CNMC ha decidido, con razón, utilizar una estructura de precios similar para los puntos de recarga de VEs con una potencia de más de 15 kW. En este caso, las cargas basadas en la capacidad constituirán el 20% de los costes totales de red, frente al 80% de los cargos de energía.¹¹⁵ Esta estructura será aplicable en el período de 2020 a 2025.

¹⁰⁹ Por ejemplo, las estaciones de carga domésticas para los VEs tienden a variar entre 3 y 7 kW.

¹¹⁰ Hildermeier J., Kolokathis C., Rosenow J., Hogan M., Wiese K., & Jahn, A. (2019). *Start with smart: Promising practices for integrating electric vehicles into the grid (Inicia con inteligencia: Prácticas que prometen a la hora de integrar vehículos eléctricos en la red)*. Regulatory Assistance Project (Proyecto de Asistencia Regulatoria). <https://www.raonline.org/knowledge-center/start-with-smart-promising-practices-integrating-electric-vehicles-grid/>

¹¹¹ Los aspectos más importantes del diseño son la proporción de precios punta/valle y la duración de cada período de consumo. La experiencia nos demuestra que una proporción de 3-4 a 1 tiende a ser más eficaz a la hora de facilitar la respuesta a la demanda. Además, cuanto más breve es el período máximo, más probabilidades hay de que los consumidores trasladen su consumo de mayor elasticidad de precio a otra franja horaria. Para más información, ver, por ejemplo: Smart Electric Power Alliance (2019, noviembre). Alianza de Energía Eléctrica Inteligente. *Residential electric vehicle rates that work (Tasas residenciales eficaces para vehículos eléctricos)*. En asociación con E4TheFuture, Enel X y The Brattle Group. <https://sepapower.org/resource/residential-electric-vehicle-time-varying-rates-that-work-attributes-that-increase-enrollment/>

¹¹² Para ver un ejemplo, véase la tarifa de red Radius ToU en RAP. Ver Hildermeier, Kolokathis et al., 2019.

¹¹³ Una cuestión importante es si el diseño propuesto debería ser la opción predeterminada “por defecto”, o bien la alternativa que hay que seleccionar. En este último caso, se podría ofrecer a los consumidores que deseen explorar su flexibilidad una tarifa de red esencialmente de tiempo variable. De medio a largo plazo, este tipo de tarifa aportará muchos beneficios, con la creciente implementación de energías renovables variables. Sería prudente seguir un enfoque gradual para llegar a ese punto; es una decisión que necesita considerar al consumidor y su conocimiento del mercado (un ejemplo de este enfoque es el planteamiento del distrito municipal de servicios de Sacramento).

¹¹⁴ Para ver un ejemplo de fijación de precios por picos críticos, véase la tarifa Tempo, disponible en Francia. Kolokathis, C., Hogan, M., and Jahn, A. (2018). *Cleaner, smarter, cheaper: Network tariff design for a smart future (Más limpio, inteligente y barato: diseño de tarifas de red para un futuro inteligente)*. Regulatory Assistance Project (Proyecto de Asistencia Regulatoria). <https://www.raonline.org/knowledge-center/cleaner-smarter-cheaper-network-tariff-design-for-a-smart-future/>

¹¹⁵ Los servicios públicos en California han seguido un enfoque similar, reconociendo que el sistema actual de cargos de alta demanda

Además, las compañías y reguladores de redes deberían controlar su utilización y la efectividad de cualquier diseño de tarifas para mejorar su uso. El regulador podría también considerar la aplicación de un incentivo a estas compañías para aumentar la utilización de las redes; esto conduciría a una mejor utilización de las redes existentes y, por ende, a una reducción de costes de inversión a largo plazo.

Conclusiones

Nuestro análisis demuestra que el mercado español sufre de un problema de sobrecapacidad agudo. Los riesgos para la adecuación de recursos son insignificantes de corto a medio plazo, incluso bajo condiciones extremas, como un cierre hipotético de centrales importante.

El sector energético necesita cerrar centrales para mejorar su sostenibilidad económica. Algunos cierres ya están previstos a corto plazo, pero eso será insuficiente para alcanzar ese objetivo. Un paso adelante en esta dirección sería la eliminación gradual formal del carbón, que aportaría el beneficio adicional de una transición justa y ordenada para las regiones que dependen de ello.

También está claro que no hay necesidad de utilizar un MRC, y que cualquier mecanismo existente debería desaparecer. Esto concordaría con el recientemente adoptado plan CE4All. Muchos recursos permanecen en el mercado de forma artificial a causa de intervenciones externas. El valor añadido para los consumidores es cuestionable, y ha supuesto un mayor coste, con facturas eléctricas más elevadas.

Mientras el sector energético se va transformando hacia un sistema que se basa cada vez más en las energías renovables variables, el mercado también necesita adaptarse para cosechar los beneficios de la transición y al mismo tiempo mantener un funcionamiento fiable de la electricidad al menor coste. La flexibilidad será clave para conseguir estos objetivos. Recomendamos una serie de medidas para mejorar la flexibilidad del sistema: un diseño de mercado mayorista mejorado, una mayor integración del mercado español en el mercado continental y un papel más importante para la respuesta a la demanda.

Las autoridades españolas deberían tener como prioridad la implementación de un sistema de precios de escasez administrativa en el mercado de balance. Esto contribuiría a revelar el verdadero coste marginal de la energía, y promovería un híbrido más rentable de soluciones para los lados de suministro y demanda, para así alcanzar los requisitos necesarios de flexibilidad y seguridad de suministro. Introducir señales de ubicación a la hora de fijar precios también apoyaría el desarrollo de la flexibilidad, fomentaría nuevas inversiones donde más necesarias son y contribuiría a abordar el tema de la congestión de la red de una manera rentable.

Es encomiable que España se haya fijado el objetivo de aumentar el nivel de interconexión con el mercado continental. Al mismo tiempo, la capacidad de

podría convertir en inviable este tipo de puntos de carga, al menos hasta que haya suficientes VEs en la carretera. Para más información, véase Hildermeier, Kolokathis et al., 2019.

interconexión existente está muy infrautilizada. Será, pues, importante aumentar el nivel de capacidad de interconexión disponible en el mercado a un nivel económicamente óptimo. España debería también seguir trabajando para conseguir una mayor integración en el mercado eléctrico único.

En este sistema eléctrico en transición, los recursos del lado de la demanda deberán adquirir un papel más importante. Habrá que asegurarse de que los precios de minorista variables en el tiempo, que están relativamente bien desarrollados en el país, proporcionen resultados eficaces; y de que la respuesta a la demanda explícita pueda participar en todos los mercados con una normativa que facilite su desarrollo. España podría también mejorar el diseño de sus tarifas de red para así activar aún más una flexibilidad rentable en el lado de la demanda.

Apéndice: La estructura europea para asegurar suministros¹¹⁶

Las instituciones europeas han adoptado recientemente el paquete legislativo Clean Energy for All Europeans (CE4All) que, entre otras cosas, fija las normas que regulan los mercados de electricidad al por mayor en Europa.¹¹⁷ De manera más específica, la normativa de electricidad (Electricity Regulation) fija normas comunes que se aplican directamente a todos los Estados Miembros de la Unión Europea¹¹⁸ con el objetivo de crear un mercado eléctrico único en Europa. La normativa se empezó a aplicar en enero de 2020.

El principio general de la normativa es establecer mercados mayoristas que funcionen de forma fluida, sean competitivos y rápidos y reflejen el valor real de los servicios energéticos y de balance.¹¹⁹ El archivo legislativo tiene como objetivo eliminar distorsiones regulatorias y otras, que son comunes en varios mercados europeos, como la imposición de topes de precio que prohíben que los precios de electricidad suban por encima de un cierto nivel. En definitiva, la normativa busca establecer reglas comunes en todos los Estados Miembros que facilitarían que los recursos compitieran entre ellos en términos igualitarios y permitiría que la electricidad fluyese libremente entre países europeos basados en la economía de mercado.

Con este espíritu, la normativa estipula que los Estados Miembros con riesgos identificados para el suministro de electricidad deberán asegurar que sus mercados de energía mayorista están libres de distorsiones y obstáculos. Las naciones que se encuentran en esta categoría deben empezar identificando los obstáculos reguladores y fracasos del mercado – como la imposición de topes de precio – que están provocando los riesgos. Los legisladores nacionales deben desarrollar un plan de reforma de mercado, detallando cómo planean eliminar los obstáculos que han identificado, y enviarlo a la Comisión Europea para ser revisado. Los Estados Miembros que han

¹¹⁶ Esta sección está extraída del siguiente estudio de RAP: Kolokathis, C., & Hogan, M. (2019, diciembre). *Market reform options for a reliable, cost-efficient and decarbonised Italian power system (Reformas de mercado para un sistema eléctrico fiable, rentable y descarbonizado en Italia)*. Regulatory Assistance Project (Proyecto de Ayuda Regulatoria). <https://www.raponline.org/knowledge-center/market-reform-options-italian-power-system/>

¹¹⁷ El último paso hacia la conclusión del proyecto CE4All se completó en mayo de 2019, con la adopción del plan. Consejo Europeo y Consejo de la Unión Europea (2019, 22 de mayo). *Clean energy for all: Council adopts remaining files on electricity market and Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Energía limpia para todos: el Consejo adopta los últimos archivos para el mercado eléctrico y la Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía)*: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2019/05/22/clean-energy-for-all-council-adopts-remaining-files-on-electricity-market-and-agency-for-the-cooperation-of-energy-regulators/>

¹¹⁸ Las legislaciones europeas no requieren una transposición a la ley nacional, como las directrices europeas. Se aplican directamente en todos los Estados Miembros de la UE cuando entran en vigor.

¹¹⁹ Por ejemplo, el plan CE4All estipula el uso de contratación de mercado en el mercado de balance y los servicios complementarios – donde todo tipo de recursos, incluyendo los recursos del lado de la demanda, pueden participar – y promueve la introducción de períodos más breves de resolución de desequilibrio de 15 minutos.

establecido mecanismos de remuneración de capacidad y los que están considerando implementarlos también están sujetos a esta obligación.¹²⁰

La normativa también enumera una serie de medidas que un Estado Miembro debería considerar cuando se enfrenta a las causas de origen de los riesgos a la fiabilidad. Estos incluyen (pero no están limitados a) las causas siguientes:

- Implementación de precios de escasez en el mercado de balance.
- Mayor desarrollo de la red de transmisión, incluyendo interconectores.
- Eliminación de cualquier obstáculo que impida al lado de la demanda participar en el mercado energético.
- Contratación de mercado para servicios de balance y auxiliares.

Los países de la UE sólo pueden aplicar mecanismos de remuneración de capacidad si existen riesgos residuales a pesar del plan de reforma de energía que están implementando o planeando implementar (pueden ejecutarse simultáneamente un plan de reforma de energía y un MRC). El plan CE4All también estipula que un Estado Miembro debe investigar si las preocupaciones en materia de fiabilidad pueden abordarse a través de una reserva estratégica, ya que eso es más consistente con la filosofía de la regulación.¹²¹ Un Estado Miembro sólo puede aplicar un MRC en el mercado como último recurso.¹²²

Para monitorizar los riesgos a la seguridad del suministro de electricidad, la red europea de sistemas operadores de transmisión eléctrica (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) es responsable de realizar una evaluación paneuropea de adecuación de recursos. Además, los Estados Miembros pueden realizar análisis nacionales más detallados basados en la evaluación de la UE (por ejemplo, usando las mismas hipótesis de referencia), pero también pueden llevar a cabo un análisis de sensibilidad en situaciones adicionales que pudieran surgir. La regulación

¹²⁰ Siguiendo las propuestas de los Estados Miembros, la Comisión Europea tiene como obligación dar su opinión sobre si un plan se ha completado o no durante los cuatro meses siguientes a su recepción. Luego puede sugerir cambios a los Estados Miembros. Los países de la UE que ya han implementado un MRC no tienen permitido firmar ningún contrato hasta que hayan recibido la opinión de la Comisión sobre su plan de implementación de reforma energética. Para los Estados Miembros que están considerando la introducción de un MRC, el plan de implementación de reforma de energía forma parte de la propuesta de ayuda del estado a la Comisión Europea. El Reglamento de la Electricidad también estipula los prerequisites para la monitorización anual y la comunicación sobre la implementación del plan.

¹²¹ Una reserva estratégica es un instrumento externo que no interviene en el mercado energético. Es, pues, una solución más acorde con la visión de los mercados mayoristas eficaces. Es también más fácil cancelar una reserva estratégica, mientras que esto resulta complicado para todos los MRCs, ya que los actores de mercado tienden a depender más de ellos para su viabilidad económica. Finalmente, las reservas estratégicas suelen tener limitaciones de tamaño y, por ello, tienden a costar menos que los MRCs. Por ejemplo, el coste de adquisición de la reserva estratégica de Gran Bretaña para el invierno de 2016-2017 era de aproximadamente una tercera parte del coste equivalente del MC que lo sustituyó al año siguiente. Baker, P. (2018, 30 de octubre). *Britain's capacity market for electricity: Lessons for Europe (El mercado de capacidad británico para la electricidad: Lecciones para Europa)*. Euractiv. <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/britains-capacity-market-for-electricity-lessons-for-europe/>

¹²² Un MRC es una medida temporal, sólo puede ser aprobado por un máximo de diez años y quizá deba eliminarse completamente incluso antes del fin del período de aprobación en determinadas condiciones (por ejemplo, si no se firman nuevos contratos durante tres años consecutivos).

eléctrica establece que las evaluaciones nacionales deben aplicar una metodología y una serie de datos concordantes con la evaluación general de la UE. Deben tener alcance regional y utilizar una metodología común, por determinar, para evaluar la contribución de los interconectores a la seguridad del suministro. Si los exámenes de adecuación de recursos proyectan unos niveles aceptables de seguridad de suministro según lo establecido por el estándar de fiabilidad de un Estado Miembro, no le estará permitido al país en cuestión establecer un mercado de capacidad.

Recursos adicionales

Artículos relacionados, informes e investigación de RAP

Hitting the mark on missing money: How to ensure reliability at least cost to consumers (*Dar en el clavo con las pérdidas de dinero: Cómo asegurar la fiabilidad con el mínimo coste para el consumidor*)

<https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/09/rap-hogan-hitting-mark-missing-money-2016-september.pdf/> (2016)

Market reform options for a reliable, cost-efficient and decarbonised Italian power system (*Opciones de reforma de mercado para un sistema eléctrico fiable, rentable y descarbonizado en Italia*)

<https://www.raonline.org/knowledge-center/market-reform-options-italian-power-system/> (2019)

Regional resource adequacy assessments: The key to ensuring security of supply at a reasonable cost (*Evaluaciones regionales de adecuación de recursos: La clave para asegurar la seguridad de suministro a un coste razonable*)

<https://www.raonline.org/knowledge-center/regional-resource-adequacy-assessments-the-key-to-ensuring-security-of-supply-at-a-reasonable-cost/> (2018)

Demand response as a power system resource (*La respuesta a la demanda como recurso eléctrico*)

<https://www.raonline.org/knowledge-center/demand-response-as-a-power-system-resource/> (2013)

Capacity market review in Great Britain: Response to the call for evidence (*Análisis del mercado de capacidad en Gran Bretaña: Respuesta a la convocatoria de datos*)

<https://www.raonline.org/knowledge-center/capacity-market-review-gb-response-to-call-for-evidence/> (2018)

Cleaner, smarter, cheaper: Network tariff design for a smart future (*Más limpio, inteligente y barato: Diseño de tarifas de red para un futuro inteligente*)

<https://www.raonline.org/knowledge-center/cleaner-smarter-cheaper-network-tariff-design-for-a-smart-future/> (2018)

Start with smart: Promising practices for integrating electric vehicles into the grid (*Inicia con inteligencia: Prácticas que prometen a la hora de integrar vehículos eléctricos en la red*)

<https://www.raonline.org/knowledge-center/start-with-smart-promising-practices-integrating-electric-vehicles-grid/> (2019)



RAP[®]

Energy Solutions for a Changing World

Soluciones energéticas para un mundo cambiante

Regulatory Assistance Project (RAP)[®]

Proyecto de Asistencia Regulatoria (RAP)[®]

Bélgica · China · Alemania · India · Estados Unidos

Rue de la Science 23

B – 1040 Bruselas

Bélgica

+32 2-789-3012

info@raponline.org

raponline.org