

CUADERNOS ORKESTRA

ISSN 2340-7638

 <https://doi.org/10.18543/RTWM2847>

MERCADOS DE CAPACIDAD COMO INSTRUMENTO PARA FOMENTAR LA FLEXIBILIDAD Y GARANTIZAR LA SEGURIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

RESUMEN EJECUTIVO

Núm. 04/2026

 <https://doi.org/10.18543/MCAY5109>

Stephanía Mosquera López

Jorge Fernández Gómez

CUADERNOS ORKESTRA, núm. 04/2026. Resumen ejecutivo.

ISSN 2340-7638

 Colección: <https://doi.org/10.18543/RTWM2847>

 Cuaderno: <https://doi.org/10.18543/MCAY5109>

 Resumen ejecutivo en euskera: <https://doi.org/10.18543/WYVU8269>

 Resumen ejecutivo en inglés: <https://doi.org/10.18543/MIFE9966>

© Stephanía Mosquera López, Jorge Fernández Gómez

© Instituto Vasco de Competitividad – Fundación Deusto

Acerca de Orkestra:

Con 20 años de experiencia y conocimiento, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto) es un centro de investigación referente en Europa en competitividad regional. Su misión es impulsar la competitividad al servicio del bienestar inclusivo y sostenible en el País Vasco. Para ello, el instituto trabaja día a día en proyectos de investigación transformadora con agentes locales e internacionales y aporta análisis rigurosos para la toma de decisiones.

➔ Accede a todas nuestras publicaciones en [**www.orkestra.deusto.es**](http://www.orkestra.deusto.es)

Agradecimientos

Los autores quieren mostrar su agradecimiento a todas las personas e instituciones que han participado en la revisión de este documento, en particular a Unai Alaña (Iberdrola), Sara Molinero (Iberdrola), John Jairo García Rendón (Universidad EAFIT) y Miguel Saldarriaga (Nervion Industries, Engineering & Services), así como a Helena García (Orkestra) por su ayuda en la edición y revisión final del documento.

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de los autores y no necesariamente la de la institución a la que pertenecen. Cualquier error es atribuible únicamente a los autores.

Resumen ejecutivo

RELEVANCIA Y NECESIDAD DE FLEXIBILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

La penetración de recursos renovables distribuidos y otros factores, como el cambio climático, implican la necesidad de aumentar la flexibilidad de los sistemas eléctricos

Diversos factores estructurales están incrementando significativamente la necesidad de una mayor capacidad de respuesta de los sistemas eléctricos ante variaciones en la oferta y la demanda de electricidad. Como reconoce la Comisión Europea en su Comunicación “Pacto por una industria limpia” de febrero de 2025, se requiere mayor flexibilidad del sistema eléctrico para i) avanzar en la descarbonización de la economía, ii) responder a los nuevos retos operativos que se derivan del despliegue de recursos energéticos distribuidos y de la mayor variabilidad de la demanda de energía eléctrica, y iii) mantener el suministro eléctrico en niveles de calidad y seguridad que potencien la competitividad de la economía y la industria europeas.

Los sistemas eléctricos flexibles permiten responder adecuadamente a las contingencias operativas y choques externos sobre oferta y demanda, cada vez más habituales

La flexibilidad del sistema eléctrico puede entenderse, de forma general, como la capacidad de respuesta de éste para (i) responder a situaciones operativas de muy diferente naturaleza en el corto y muy corto plazo, caracterizadas por gran variabilidad en el consumo y la generación de energía eléctrica; (ii) afrontar con resiliencia contingencias inesperadas y asociadas a factores diversos (meteorología, fallos en activos, accidentes, ciberataques...); y (iii) adaptarse de forma eficiente, en el medio y largo plazo, a la evolución de la demanda eléctrica. Esta capacidad de respuesta debe adaptarse a un contexto de interacción continua entre miles de elementos y recursos de generación, almacenamiento y demanda.

Existen múltiples tecnologías y recursos energéticos que pueden ofrecer flexibilidad al sistema eléctrico, con distintas prestaciones, y niveles de firmeza y velocidad de respuesta

Los recursos de flexibilidad pueden clasificarse en cuatro grupos principales: (a) generación despachable o controlable; (b) gestión activa y respuesta de la demanda; (c) sistemas de almacenamiento con distintas tecnologías (p. ej., baterías eléctricas o bombeo hidráulico); y (d) redes eléctricas e interconexiones con sistemas eléctricos adyacentes para el intercambio de electricidad.

Junto a estos grandes grupos, cabe destacar que los dispositivos basados en digitalización y electrónica de potencia también contribuyen a mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico en el muy corto plazo. Estas tecnologías refuerzan la estabilidad de los recursos energéticos, garantizando una respuesta ágil y eficiente cuando el sistema la requiere.

Los escenarios de evolución de los sistemas eléctricos hacia sistemas con cero emisiones netas sugieren que la flexibilidad de corto plazo que brindan las plantas térmicas y las hidroeléctricas (en un horizonte de horas a unos pocos días) se verá complementada con la que aportan las instalaciones de almacenamiento, como los bombeos o las baterías, y los mecanismos de respuesta de la demanda. En el muy largo plazo, en el horizonte 2050, la respuesta de la demanda (especialmente adecuada para responder con rapidez ante señales del sistema, incluida la operación flexible de electrolizadores), proveerá hasta dos tercios de las necesidades de flexibilidad de corto plazo. El tercio restante será aportado por los sistemas de almacenamiento en baterías y las centrales hidroeléctricas regulables y de bombeo.

En los próximos años deberán realizarse inversiones significativas para alcanzar los niveles de flexibilidad requeridos para garantizar un sistema eléctrico fiable y resiliente

Las necesidades de flexibilidad de un sistema eléctrico también dependen de sus características físicas específicas, determinadas por los activos existentes, la configuración de la red, las interconexiones con otros sistemas, el avance de la electrificación de los consumos de energía y la penetración de energías renovables. En función de todos estos factores, puede resultar óptima la provisión de flexibilidad con distintos *mix* tecnológicos (p. ej., distintas combinaciones de baterías eléctricas, bombeo hidráulico u otras tecnologías, con distintas capacidades operativas y de respuesta flexible).

En Europa, las necesidades de flexibilidad se duplicarán de aquí a 2030 para poder integrar adecuadamente las energías renovables y responder a consumos más volátiles. En comparación con los niveles de 2021, la demanda de flexibilidad diaria se multiplicará por 2,4 (pudiendo ser cubierta por la respuesta de la demanda, la integración con otros sectores y las tecnologías de almacenamiento). Por otro lado, la demanda de flexibilidad semanal se duplicará (con sistemas de almacenamiento a gran escala) y la flexibilidad estacional o anual se multiplicará por 1,3 (con un mayor papel de las centrales hidroeléctricas y, si se desarrolla la cadena de valor del hidrógeno, los electrolizadores).

En el sistema eléctrico español, el mayor peso de las energías renovables no gestionables (eólica y solar) y la mayor variabilidad de la demanda (por una mayor sensibilidad ante cambios en las temperaturas) dan lugar a curvas de demanda residual (curva de pato) que muestran cambios muy acusados en el muy corto plazo (horizontes de unas pocas horas). Esto implica la necesidad de garantizar la disponibilidad de varios miles de MW de recursos flexibles, con capacidad para modificar al alza o a la baja sus perfiles de generación o de consumo.

La normativa europea permite establecer mecanismos de remuneración de la capacidad para garantizar la inversión en tecnologías flexibles y la disponibilidad de los recursos flexibles

La reciente reforma del diseño del mercado eléctrico europeo establece los mecanismos de remuneración de la capacidad (o mecanismos de capacidad, CRM en inglés) como un elemento

estructural del mercado, con el objetivo de facilitar las inversiones necesarias en tecnologías no fósiles (almacenamiento y respuesta de la demanda) y apoyando a otras tecnologías, como los ciclos combinados de gas natural, que ofrecen respaldo y flexibilidad al sistema en distintos horizontes temporales. Los mecanismos de capacidad para las tecnologías convencionales, como los ciclos combinados, deben cumplir además con las normas sobre ayudas de Estado en guías como CEEAG (*Climate, Environment and Energy State Aid Guidelines*) o la recientemente aprobada CISAF (*Clean Industrial Deal State Aid Framework*).

El principal objetivo de los CRM es garantizar una cantidad adecuada de recursos de potencia firme en el sistema para cubrir la demanda (*i. e., resource adequacy*, en inglés) y con capacidad de respuesta desde el muy corto plazo hasta el horizonte estacional o anual. Entre esos recursos pueden incluirse activos de generación o almacenamiento y los mecanismos de respuesta de la demanda.

Uno de los principales motivos para implementar CRM en un mercado eléctrico es que los diseños de mercado del tipo *energy only* suelen adolecer de problemas como la dificultad para que los generadores (y otros activos, como las baterías) recuperen todos sus costes (*i. e.,* llamado *missing money problem*), especialmente en escenarios con una creciente penetración de energías renovables de carácter intermitente y con costes marginales muy bajos o nulos.

La tipología de CRM (y de mercados de capacidad) es variada e incluye el uso de distintos tipos de instrumentos y mecanismos de mercado, implementados en Europa y otros lugares

La tipología de CRM es variada y permite clasificar los mecanismos en basados en volumen y basados en precio. Entre los primeros, pueden identificarse mecanismos con enfoque específico (*targeted CRM*), como las reservas estratégicas, y mecanismos de mercado con alcance universal (*market-wide CRM*), como las obligaciones de capacidad, las subastas de capacidad o las opciones de confiabilidad (*reliability options*).

Los mercados de capacidad vigentes en Europa generan señales económicas eficientes para fomentar la inversión en tecnologías flexibles y su disponibilidad

Actualmente, hay ocho mecanismos de capacidad en la Unión Europea. Tres de ellos (Alemania, Finlandia y Suecia) se basan en un modelo de reservas estratégicas y cinco de ellos son mecanismos de mercado *market-wide*, de los cuales cuatro se basan en un sistema de compra centralizada (Bélgica, Irlanda, Italia y Polonia) y uno de ellos (Francia) se basa en obligaciones descentralizadas de contratación de capacidad. En Francia (2027) y en Alemania (posiblemente en 2028) se implementarán nuevos diseños de CRM basados en mecanismos de mercado, en línea con los vigentes en Bélgica, Irlanda, Italia y Polonia.

La principal conclusión del análisis realizado es que los mecanismos de capacidad pueden contribuir a garantizar los niveles de flexibilidad requeridos en muchos sistemas eléctricos

Aunque las circunstancias operativas de cada sistema eléctrico son distintas, los mecanismos de mercado y, en particular, los mercados de capacidad *market-wide* evitan algunos problemas asociados con otros mecanismos como las reservas estratégicas (que pueden distorsionar las señales de precios) o los pagos por capacidad (que no necesariamente reflejan el coste de mantener los niveles de margen de reserva y de flexibilidad deseados). Además, suelen diseñarse de tal manera que todas las tecnologías (incluyendo activos en otros mercados adyacentes) puedan participar en subastas competitivas, ofreciendo su firmeza o flexibilidad al sistema de forma eficiente.

RECOMENDACIONES RELATIVAS AL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El desarrollo de un mercado de capacidad es una de las vías para asegurar un margen de reserva adecuado y reforzar la seguridad del suministro eléctrico

El sistema eléctrico español se enfrenta a riesgos de suministro con niveles insuficientes de cobertura de la demanda. De acuerdo con el último análisis de cobertura del sistema eléctrico español peninsular, realizado por Red Eléctrica en septiembre de 2025, en el corto (2026) y medio plazo (2030) hay riesgos de cobertura de la demanda no despreciables. Además, Red Eléctrica señala que la viabilidad económica de una parte importante del parque de generación del sistema eléctrico peninsular español que ofrece respaldo al sistema no estaría garantizada en el corto y medio plazo de no establecerse incentivos adicionales. El desarrollo de un mercado de capacidad es una de las vías para asegurar un margen de reserva adecuado en el sistema eléctrico español, ofreciendo la posibilidad de garantizar la viabilidad económica de las centrales necesarias para la cobertura de la demanda.

La flexibilidad operativa a corto-medio plazo puede fomentarse mediante el refuerzo de las interconexiones, el despliegue de tecnologías de almacenamiento y la participación de todos los recursos en la provisión de servicios de ajuste y de control de frecuencia y tensión

Los análisis de Red Eléctrica indican que para mantener condiciones adecuadas de control de la tensión y la frecuencia y de inercia en el sistema eléctrico resulta deseable desarrollar mayor flexibilidad y capacidad de respuesta flexible. Esto puede lograrse reforzando las interconexiones internacionales y el almacenamiento con diversas tecnologías, como baterías y bombeo hidráulico, y distintos niveles de respuesta flexible. Asimismo, se debe facilitar la participación de todos los recursos, incluyendo la generación renovable, el almacenamiento y

la gestión de la demanda, en la provisión de servicios de ajuste y de control de la frecuencia y la tensión.

El diseño propuesto para el mercado de capacidad podría mejorarse en algunos aspectos que pueden introducir riesgos de distorsiones e ineficiencia en el funcionamiento del mercado

El mercado de capacidad propuesto por el Gobierno de España en diciembre de 2024 y que está pendiente de aprobación en Bruselas es un mercado centralizado universal, similar a los existentes en otros Estados miembros de la UE. El servicio de capacidad se define como un servicio de disponibilidad de potencia firme en momentos de estrés del sistema. Este nuevo mercado asignará, mediante subastas *pay as bid*, pagos por servicios de capacidad prestados por sujetos habilitados (bajo criterios económicos, legales y técnicos) para participar en la subasta con recursos energéticos certificados (*i. e.*, potencia firme, definida según parámetros de firmeza fijados *ex ante* para las distintas tecnologías) para prestar un servicio de capacidad. La participación en las subastas está abierta a todas las tecnologías (generación, almacenamiento y respuesta de la demanda de los consumidores finales), a los agregadores de demanda (incluidos los comercializadores) y a otros sujetos que actúen como representantes de terceros.

Aunque la propuesta de mercado de capacidad en España está alineada con los diseños de mercados existentes en Europa, cabe señalar los siguientes aspectos mejorables:

- Debe asegurarse que las horas de estrés, según se definen en la propuesta, coincidan con los momentos en que exista escasez de generación en el sistema.
- Debe corregirse la definición de “prestación efectiva del servicio”, ya que, al definirla como un promedio para el conjunto de horas de estrés, debilita el incentivo a la disponibilidad de la potencia en los momentos puntuales en los que el sistema necesita más potencia.
- El coeficiente de flexibilidad debe definirse de tal manera que evite discriminar algunas tecnologías (p. ej., la generación nuclear, que no actúa en los mercados de balance de activación manual, pero aporta potencia firme en horas de escasez de generación).
- Debe evaluarse la conveniencia de cambiar el mecanismo de subasta elegido (subastas de sobre cerrado y pagos según las ofertas, o *pay as bid*), que no es necesariamente el más eficiente, según múltiples estudios académicos.
- Debería definirse una periodicidad explícita para las subastas y periodos de antelación predeterminados, para evitar generar incertidumbre entre los inversores y las empresas que operan activos de generación.
- Debería habilitarse la posibilidad de realizar subastas transitorias vinculadas a contratos de varios años de duración, para evitar desincentivar las inversiones necesarias en ciclos combinados o imputar el valor total de la inversión en ofertas para un solo año.

- El esquema debería garantizar la libertad de salida para que las instalaciones no adjudicatarias del servicio y cuya viabilidad económica esté comprometida puedan cesar su operación.
- El mecanismo debería evitar la duplicidad de ayudas (p. ej., ayudas FEDER a proyectos de almacenamiento) para que no se generen distorsiones en el mercado de capacidad.
- Debería limitarse el número de parámetros clave que dependen de decisiones de los reguladores no sujetas a metodologías transparentes (p. ej., precios máximos, precios de reserva confidenciales, ratios de firmeza específicos para cada tecnología, etc.) y que generan incertidumbre y riesgo regulatorio que afectan negativamente a las decisiones de inversión y los resultados de las subastas.

En paralelo a la puesta en marcha del mercado de capacidad, debería asegurarse la coordinación y coherencia del conjunto de medidas orientadas a incrementar la flexibilidad y resiliencia del sistema y la seguridad de suministro

Los objetivos del nuevo mercado de capacidad incluyen garantizar la cobertura de la demanda en los distintos horizontes temporales y disponer de suficientes recursos de flexibilidad para dar respuesta a una amplia variedad de escenarios operativos y contingencias desde el muy corto plazo (segundos, minutos, unas pocas horas) al corto plazo (horas, día siguiente, siguientes días), el medio plazo (días a semanas) y el largo plazo (meses, estaciones y años).

En los últimos meses, se han aprobado diversas normas orientadas a asegurar niveles adecuados de cobertura de la demanda y de flexibilidad, generando incentivos tanto para la inversión en un *mix* de tecnologías de flexibilidad eficientes como para la provisión de servicios de flexibilidad y resiliencia del sistema eléctrico en conjunto.

Si bien todas estas normas apuntan en la dirección de fomentar el desarrollo de recursos de flexibilidad en el sistema eléctrico, debería garantizarse que no interfieran con el diseño del futuro mercado de capacidad, cuyos parámetros clave deben asegurar la disponibilidad de suficientes recursos flexibles de generación, almacenamiento y gestión de la demanda para cubrir las necesidades de cobertura y seguimiento de la demanda en los distintos horizontes temporales (tiempo real, corto, medio y largo plazo).



Orkestra

INSTITUTO VASCO
DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO

www.orquestra.deusto.es