

Impulsando el futuro energético de España

La importancia vital de la flexibilidad de la demanda

Octubre 2025
Autoras: Anna Casas Llopart,
Iona Penman y Marcia Poletti

Resumen ejecutivo

España se encuentra en un momento crucial de su transición energética. Con un objetivo del 81% de renovables en el mix de generación de electricidad para 2030¹, la flexibilidad para equilibrar la creciente generación intermitente con la demanda será fundamental. Históricamente, las centrales de combustibles fósiles proporcionaban gran parte de esta flexibilidad, pero, a medida que se eliminan gradualmente, la flexibilidad del lado de la demanda (DSF, por sus siglas en inglés) y las baterías delante del contador deben tomar el relevo.

La DSF permite empoderar a los consumidores para que estos puedan aportar valor al sistema adaptando su consumo energético en respuesta a las señales del mercado o las necesidades de la red. A medida que España avanza hacia un sistema eléctrico descarbonizado, seguro y rentable, la DSF representa una herramienta vital para gestionar esta transición. Al permitir que los consumidores adapten su demanda a las condiciones de la red y la disponibilidad de energía renovable de bajo coste, la **DSF contribuirá a mejorar la estabilidad del sistema, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y reducir los costes generales de la electricidad.**

A pesar de su reconocida importancia estratégica, el potencial de la DSF en España permanece en gran medida desaprovechado debido a una compleja red de barreras regulatorias y de mercado. Actualmente en España los mercados y la regulación energética están anclados a una gestión del sistema eléctrico del siglo pasado.

La DSF contribuirá a mejorar la estabilidad del sistema, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y reducir los costes generales de la electricidad.

¹Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023)[https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf]

Basado en un análisis imparcial de DNV sobre el “Valor de la flexibilidad de la demanda en España en 2030”², el presente documento destaca la DSF como un facilitador crítico de la transición energética de España. Las cifras de DNV, a las que se hace referencia a lo largo del presente documento, sugieren que la **DSF podría garantizar hasta 2.500 millones de euros en ahorros anuales en costes del sistema para 2030**³, al mismo tiempo que salvaguarda la estabilidad de la red y reduce la dependencia de los combustibles fósiles.

Beneficios económicos y para el consumidor para 2030

Beneficio total del sistema, 2.539 millones de euros netos al año, si calculamos:

- Ahorro anual en costes mayoristas de 2.595 millones de euros (lo que refleja 300 millones de euros en menores costes de generación).
- Ahorro de costes de infraestructura de la red de distribución de 433 millones de euros, contrarrestado por un aumento de los costes de gestión de la congestión en niveles de baja tensión, que se estima en 216 millones de euros.⁴
- Los costes de balance aumentan marginalmente en 273 millones de euros.

Esto se traduce para el cliente final como:

- 95 € de reducción promedio anual en las facturas energéticas de los hogares.
- 45 € de reducción adicional promedio anual para los propietarios de vehículos eléctricos con carga inteligente.

²Véase el estudio de DNV “Valor de la flexibilidad de la demanda en España en 2030” [octopusenergy.es/blog/nuestra-propuesta-de-flexibilidad-para-el-mercado-electrico-espanol], a lo largo del presente trabajo nos referimos a las cifras de este informe.

³Los costes mayoristas totales del sistema en 2024 fueron de 17.843 millones de euros según Red Eléctrica de España (REE) y los costes de los peajes (red de transporte y distribución) y cargos para 2025 fueron 6.349 millones de euros, de acuerdo con Propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establecen los valores de los peajes de electricidad para el año 2025.

[https://www.ree.es/es/datos/mercados/componentes-precio-energia-cierre-desglose?start_date=2024-01-01T00:00&end_date=2024-12-31T23:59&time_trunc=year&systemElectric=peninsular]

[https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2024/02%20PUBL%20Memoria%20Resoluci%C3%B3n%20peajes%20T%26D%202025%20.pdf]

⁴El ahorro en infraestructura de distribución (433,6 millones de euros) se compensa con la necesidad de adquirir flexibilidad (gestión de la congestión) u otros mecanismos para garantizar que las redes no se sobrecarguen ante el cambio de los precios mayoristas. Se estima que esto representa el 50% del coste total del ahorro en infraestructura (216 millones de euros).

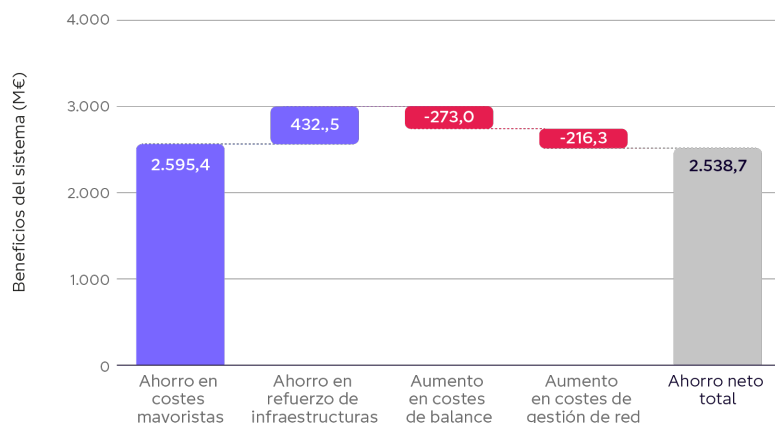


Figura 1: Ahorro anual de costes del sistema para 2030

Fuente: Elaboración propia

Ganancias ambientales y del sistema para 2030

- 11% de la demanda de electricidad puede ser desplazada a momentos en los que el sistema lo necesita.
- 14 GW de capacidad flexible a subir de la demanda (reducción de consumo) y 18 GW de capacidad flexible a bajar de la demanda (incremento de consumo).
- **73% reducción en los vertidos** de energías renovables: ahorro de 7 TWh de energía limpia al año.
- 1,2 millones de toneladas de emisiones de CO₂ evitadas anualmente.

Sin embargo, **se necesitan reformas regulatorias y políticas para lograr estos beneficios**. Las barreras actuales incluyen:

- **Diseños de mercado obsoletos** con umbrales mínimos de participación poco inclusivos y procedimientos complejos que no son adecuados para los recursos distribuidos más pequeños. Además, existen desincentivos económicos derivados de estructuras tarifarias desfasadas que no refuerzan la señal de precio de los mercados mayoristas.
- **Obstáculos técnicos** relacionados con la habilitación, la medida, los estándares de comunicación y el acceso a los datos; en particular los desproporcionados **requisitos de medida en tiempo real** para todos los mercados.
- **Desafíos regulatorios que crean barreras artificiales entre el Despliegue de la Flexibilidad de la Demanda (DSF) y otros activos**, en particular en lo que respecta al papel de las baterías domésticas detrás del contador (incl. vehículo eléctrico exportando a la red), a las que se les impide participar de manera efectiva en los mercados; y la falta de desarrollo de mercados locales.

- **Marco de políticas incompleto** que no tiene en cuenta los beneficios y ventajas de la DSF, y no apoya al DSF como una clase esencial de activos junto con otros activos en el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC).

Sin reformas urgentes, España corre el riesgo de crear un sistema eléctrico de alto coste, incumpliendo sus objetivos energéticos para 2030 y desaprovechando miles de millones de euros en ahorros para los consumidores. Como demostraron los acontecimientos del 28 de abril de 2025, el sistema eléctrico español debe replantearse ya para facilitar la transición energética, con activos, mercados y sistemas diseñados para redes de baja inercia, más dinámicas y con mayor flexibilidad y control de voltaje a través de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) y de la DSF. Con las políticas adecuadas, la DSF puede reducir costes finales y de red, reforzar la seguridad energética y contribuir a un sistema eléctrico más limpio y resiliente.

Nuestras recomendaciones clave para abordar las barreras a la flexibilidad del consumidor son:

Abordar los diseños de mercado obsoletos y los desincentivos económicos: en particular, al permitir la agregación de activos detrás del contador (BTM). Un paso clave es eliminar de inmediato el umbral mínimo de 1 MW por punto de medida, que actualmente impide a la mayoría de los DSF participar en los mercados del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)⁵ y Restricciones Técnicas (RRTT) - un cliente doméstico suele suministrar solo entre 3 y 10 kW por punto de medida-. La posibilidad de utilizar activos agregados en estos mercados se permite de forma rutinaria en la mayoría de los demás Estados miembros.

Sin reformas urgentes, España corre el riesgo de crear un sistema eléctrico de alto coste, incumpliendo sus objetivos energéticos para 2030 y desaprovechando miles de millones de euros en ahorros para los consumidores.

⁵ Para SRAD, existe una propuesta de la CNMC de cambiar el P.O 7.5 de REE y eliminar el tamaño mínimo de CUPS, permitiendo agregaciones de más de 1 MW de cualquier tamaño de CUPS. [https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/1_DCOOR_DE_005_2_5_Resolucion.pdf]

Sistema de puntuación

- ¿El mercado está operativo comercialmente?
- ¿Puede participar la DSF?
- ¿Se permite la agregación?
- ¿Se requiere un acuerdo con el cliente BRP?
- Tamaño mínimo de la oferta: 1 MW o menos
- Pago según disponibilidad
- Pago según utilización

Tenga en cuenta que este mapa se refiere al acceso regulatorio de DSF a los servicios auxiliares, no al nivel de actividad de los proveedores de flexibilidad.

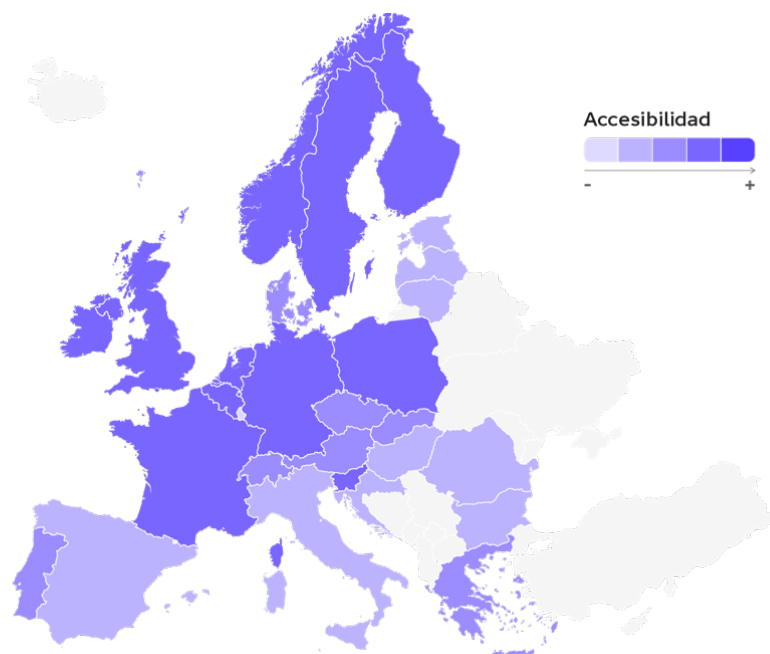


Figura 2: Mapa de Accesibilidad de DSF en Servicios Auxiliares

Fuente: SmartEn y LCP Delta⁶

Abordar los obstáculos técnicos relacionados con la habilitación, la medida, los estándares de comunicación y el acceso a los datos: en particular **eliminar los requisitos de medida en tiempo real para mercados que no son gestionados en tiempo real, permitir acceso directo y en tiempo real a los datos del contador fiscal y permitir el submetering** (si se requiere medida en tiempo real para DSF, solo se reporta medida correspondiente al recurso flexible, evitando la medida redundante del punto frontera).

Abordar los desafíos regulatorios: en particular, garantizando que DSF pueda acceder a los mercados de ajuste, permitiéndole prestar servicios tanto mediante la exportación como la importación (producción y consumo) sin registrarse como generador. Fomentar la contratación de servicios de flexibilidad para mejorar la utilización de la red mediante el desarrollo de mercados locales.

Ampliar el marco de políticas actual: incluyendo DSF como una solución crítica y rentable para proveer balance y seguridad al sistema, añadir objetivos de DSF para el PNIEC y **preparar una hoja de ruta para la DSF⁷**. Rediseñar esquemas de retribución de Red Eléctrica de España (REE) y las empresas distribuidoras (DSO) implementando incentivos para utilizar activamente la flexibilidad cuando resulte en costes menores para el sistema, pasando de un enfoque CAPEX a un enfoque TOTEX.

⁶Un informe de SmartEn en colaboración con LCP Delta, Monitor de mercado 2024 para la flexibilidad de la demanda [<https://smarten.eu/wp-content/uploads/2025/02/Market-Monitor-for-DSF-2024.pdf>].

⁷Dicha revisión tendría como objetivo identificar y priorizar las barreras a la participación de la flexibilidad de la demanda, definir un enfoque para eliminarlas y establecer plazos para ello. Un indicador clave del éxito sería observar un aumento sustancial en el volumen de la flexibilidad de la demanda que participa en todos los mercados de España. Véase, por ejemplo, [<https://www.neso.energy/document/349491/download>]

Índice

1. Introducción:

El valor estratégico de la flexibilidad para la transición energética de España

2. Desperdicio energético en España: el coste de la inflexibilidad

2.1 Restricción económica vs. restricción técnica

2.2 El creciente desafío de los precios negativos

2.3 El coste de la inflexibilidad del sistema

3. Los beneficios del Despliegue de la Flexibilidad de la Demanda (DSF) en España

3.1 Potencial de la DSF

3.2 Beneficios económicos

3.3 Beneficios ambientales

3.4 Beneficios para el consumidor

3.5 Beneficios de la seguridad del sistema

4. Flexibilidad de la demanda en acción

5. Barreras para la implementación de DSF

6. Conclusiones

7. Glosario de términos

8. Apéndice

- Tabla 1: Participación de la DSF en servicios auxiliares
- Tabla 2: Comparación requisitos de medida en tiempo real
- Tabla 3: Requisitos de granularidad de medida



1

Introducción

El valor estratégico
de la flexibilidad
para la transición
energética
de España

El impulso de la DSF es una necesidad estratégica para que España alcance sus ambiciosos objetivos de transición energética, tal como se describe en su PNIEC⁸ y alineado con el Pacto Verde Europeo.

¿Qué es la flexibilidad del lado de la demanda (DSF)?

La DSF es la capacidad de los consumidores finales de electricidad de ajustar su consumo, generación o almacenamiento de electricidad en respuesta a señales externas. Estas señales pueden proceder de los mercados eléctricos (p. ej., cambios de precios) o de los operadores del sistema (p. ej., instrucciones para aliviar la tensión del sistema).

En esencia, DSF cambia el consumo de energía de un perfil “típico” o no gestionado a uno que apoya activamente las necesidades del sistema, mejorando la seguridad del sistema, reduciendo los costes y permitiendo un mayor uso de energía limpia.

Para aprovechar al máximo el potencial de DSF, especialmente para hogares y pequeñas empresas, los agregadores (sean las propias comercializadoras o agregadores independientes) desempeñan un papel fundamental. Mediante el uso de tecnologías inteligentes para automatizar la flexibilidad, facilitan la participación de los consumidores, a la vez que ofrecen incentivos económicos por apoyar un sistema eléctrico más eficiente y estable. Este modelo ya está consolidado en los principales mercados eléctricos del mundo.

⁸Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023)
[https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf]

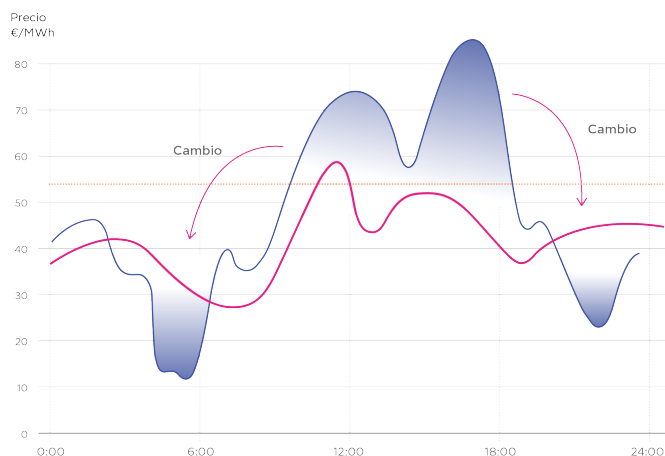


Figura 3: Ilustración de la flexibilidad del lado de la demanda en acción

Fuente: Elaboración propia

El valor estratégico de la DSF se manifiesta en varias áreas clave:

- Integración de energías renovables intermitentes:** A medida que España aumenta rápidamente su cuota de generación eólica y solar (Véase Figura 3), la variabilidad inherente de estas fuentes presenta desafíos crecientes para el uso eficaz de la electricidad generada y la gestión de las restricciones. La DSF actúa como un elemento de balance, permitiendo que el sistema responda a las fluctuaciones de la generación ajustando la demanda a la oferta disponible. Esta flexibilidad facilita la integración de una mayor proporción de energías renovables, minimiza las restricciones y mejora la robustez general del sistema.

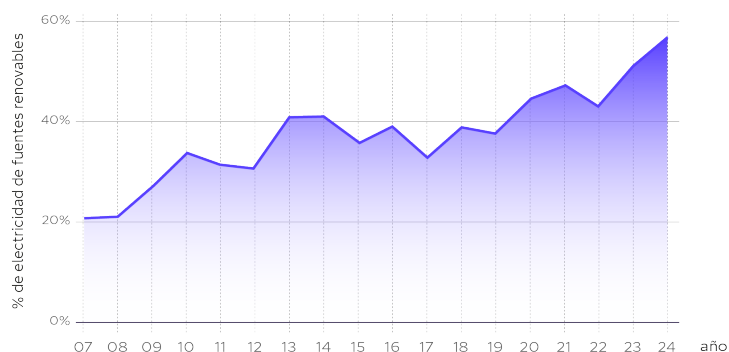


Figura 4: Cuota de energías renovables (incluida la hidroeléctrica) en el mix de generación eléctrica 2007-2024

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)⁹

⁹ Red Eléctrica de España (REE) [<https://www.ree.es/es/datos/generacion>]

- **Mejora de la estabilidad y seguridad de la red:** la DSF desempeña un papel fundamental en el mantenimiento de un sistema eléctrico fiable y seguro. Al proporcionar servicios de balance y aliviar la congestión de la red, la DSF ayuda a mitigar la inestabilidad de la red, las fluctuaciones de tensión, los precios negativos y el riesgo de apagones, a la vez que reduce la necesidad de costosos refuerzos de la red.
- **Gestión de los costes del sistema:** Al desviar el consumo de las horas punta, la DSF reduce la dependencia de costosas plantas de generación fósil y retrasa o evita refuerzos de la red excesivos. También puede atenuar la volatilidad de los precios mayoristas, lo que contribuye a reducir los costes generales del sistema y, en última instancia, ofrece facturas de energía más asequibles para los consumidores.
- **Reemplazo de la flexibilidad ofrecida por combustibles fósiles:** A medida que se elimina progresivamente la generación de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas), que tradicionalmente era una fuente clave de flexibilidad gestionable, se necesitan soluciones alternativas de cero emisiones. La DSF, junto con el almacenamiento de energía a gran escala, se perfila como un sustituto vital para ofrecer la flexibilidad necesaria para un sistema energético descarbonizado.
- **Apoyo a la electrificación:** La electrificación de otros sectores económicos como el transporte (p. ej., vehículos eléctricos) y la calefacción (p. ej., bombas de calor) puede reducir las facturas de energía de los hogares y ofrecer una mejor experiencia de usuario. Sin embargo, dicha electrificación impulsará aumentos significativos en la demanda eléctrica, podría tensionar la red, si no se gestiona adecuadamente. La DSF permite la gestión inteligente de estas nuevas cargas, ayudando a integrarlas eficientemente y permitiéndoles convertirse en activos útiles para el sistema, en lugar de que generen nuevos picos de demanda, un factor clave para minimizar los costes del sistema.
- **Compensación de la limitada capacidad de interconexión:** El sistema eléctrico español está actualmente interconectado con los sistemas de Francia, Portugal, Andorra y Marruecos. Sin embargo, la capacidad total de intercambio de estos enlaces es de tan solo unos 10 GW, frente a los 126 GW de capacidad de generación instalada, lo que corresponde a una tasa de interconexión por debajo del 8%¹⁰ (véase Figura 2), lo que refleja un bajo nivel de interconexión en España, muy por debajo de los objetivos de interconexión de la UE de al menos el 10% para 2025 y el 15% para 2030 (el único país europeo con una ratio de interconexión inferior es Islandia). La capacidad transfronteriza entre la península y el resto de Europa continental se sitúa tan solo en el 2%. Como resultado, el sistema eléctrico ibérico (que comprende España y Portugal) se describe a menudo como una «isla energética». Esto significa que la mayor parte del balance del sistema debe depender de los recursos de la Península Ibérica, lo que hace que las soluciones de flexibilidad nacional sean aún más críticas.

¹⁰ Red Eléctrica de España (REE) [<https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/intercambios/capacidad-intercambio>]

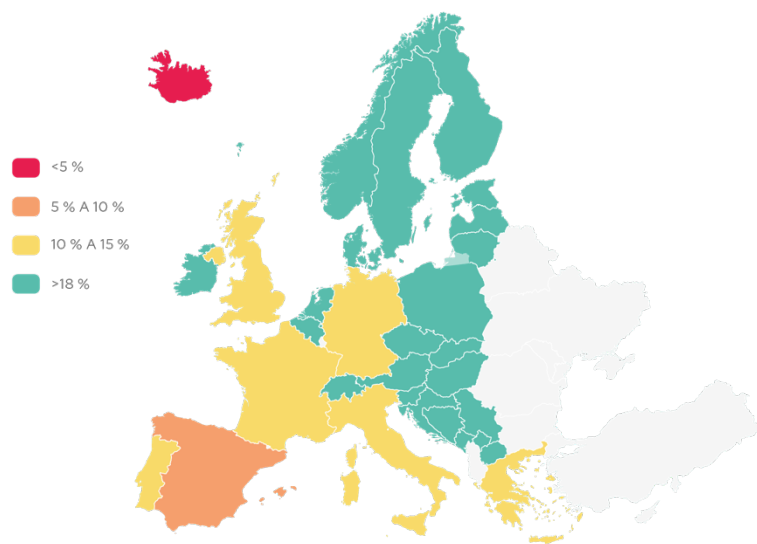


Figura 5: Relación de interconexión 2020

Fuente: Análisis de ENTSO-E

Oportunidad estratégica de la electrificación junto con el crecimiento de las energías renovables

En términos generales, más allá del impacto directo en el sistema eléctrico, existe una enorme oportunidad para que España evolucione hacia un «Electroestado», -una nación que utiliza electricidad de bajo coste como motor central del crecimiento económico, incluso a través de importantes y exportaciones de electricidad (ya sea físicamente como exportaciones de electricidad, o con la electricidad incorporada en productos y servicios, como centros de datos, cuyos servicios se utilizan en otros países), potencialmente redefiniendo su papel dentro del panorama energético europeo. Esta transformación requiere tanto la descarbonización del sector eléctrico como la electrificación del consumo final de energía.

España se perfila rápidamente como un destino clave para el desarrollo de centros de datos, gracias a su sólido potencial en energías renovables, que la posiciona como uno de los países con un mix eléctrico más verde y con menor intensidad de carbono de Europa¹¹. Sin embargo, la electrificación del resto de la economía española está siendo lenta y prácticamente se ha estancado desde 2015. Esta desacelerada electrificación contrasta con la de China, que ha expandido rápidamente la energía eólica y solar, a la vez que ha expandido la electrificación en más de 10 puntos porcentuales durante la última década, hasta alcanzar cerca del 30%. A medida que aumente la penetración de vehículos eléctricos, calefacción y aire acondicionado, las tasas de electrificación aumentarán, impulsando la transformación de la economía española y la industrialización verde.

¹¹Conocimiento del centro de datos [<https://www.datacenterknowledge.com/hyperscalers/data-center-site-selection-why-colos-and-hyperscalers-are-boosting-their-presence-in-spain>].

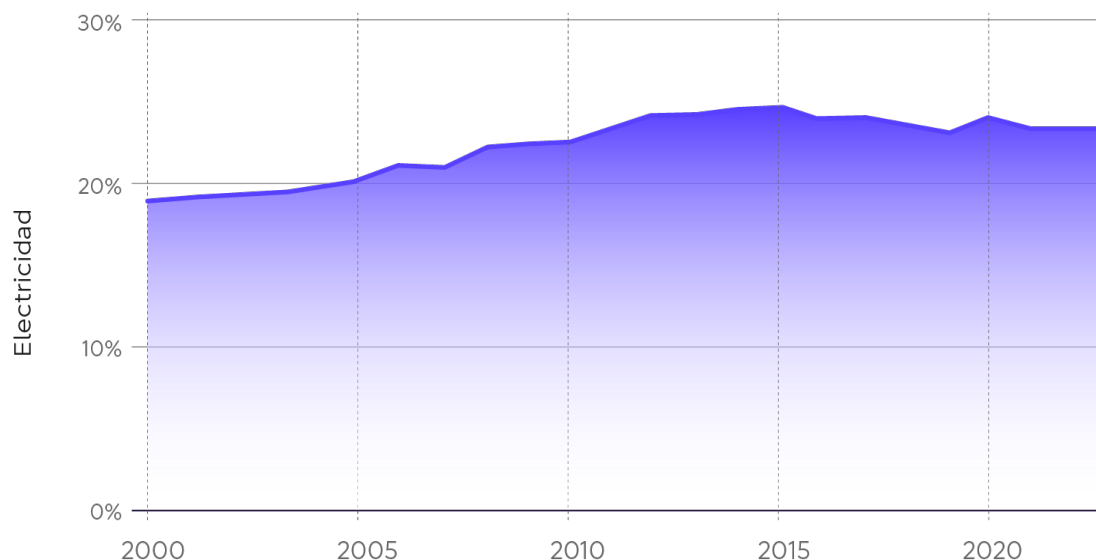


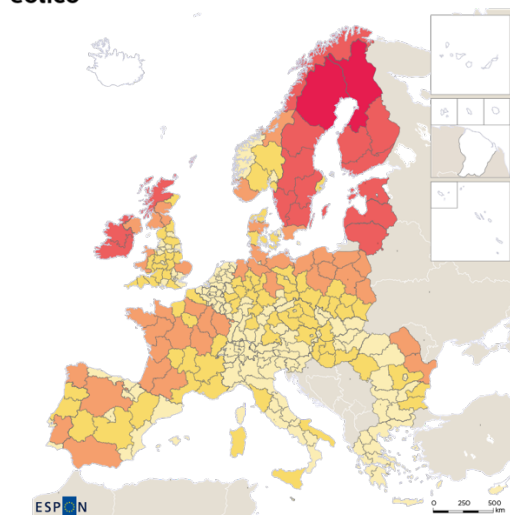
Figura 6: Electrificación del consumo final de energía en España 2000-2023

Fuente: Agencia Internacional de Energía (AIE)¹²

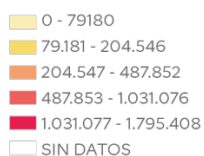
El PNIEC describe una hoja de ruta clara, que señala una política con un fuerte compromiso a la descarbonización de la generación de electricidad y al desarrollo de generación renovable. La generación de energía renovable de bajo coste en España, en particular la solar fotovoltaica, que lidera los mercados europeos de contratos de compra de energía (PPA), proporciona una sólida base competitiva. España cuenta con abundantes recursos energéticos naturales y se sitúa entre los principales países europeos en potencial de generación solar y eólica (véase la Figura 7 a continuación). Una gestión e integración más eficaces de los recursos energéticos renovables podrían ofrecer a España una importante ventaja competitiva gracias a la reducción de los costes de la electricidad, a la vez que sentarían unas bases sólidas para la electrificación de sus sectores industrial y comercial.

¹²Agencia Internacional de Energía (AIE) AIE [<https://www.iea.org/countries/spain/energy-mix>]

Potencial eólico

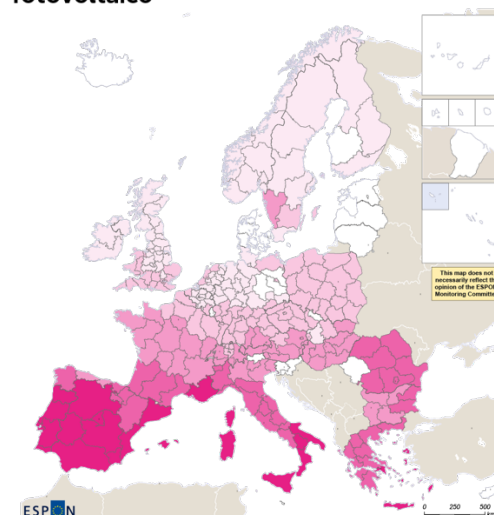


(m/s * km²)



© ESPON ReRisk, 2010
 Regional level: NUTS II
 Source: ESPON ReRisk, 2010
 Origin of data: Own elaboration based on European Trade Centre
 on Air and Climate Change (ETC/ACC) data on wind power, 2009
 © EuroGeographics Association for administrative boundaries

Potencial fotovoltaico



PV output for a 1 kWp system mounted at optimum angle (kWh/y)



Regional level: NUTS II
 Source: ESPON ReRisk, 2010
 Origin of data: Own elaboration based on data provided by Joint
 Research Centre, Renewable Energy Unit © EuroGeographics
 Association for administrative boundaries

Figura 7: Potencial eólico (imagen izquierda); Potencial fotovoltaico (imagen derecha)

Fuente: Mapa de Potencial Eólico y Fotovoltaico de la UE Espon¹³

¹³Programa Epsón de la UE [<https://archive.espon.eu/topics-policy/publications/maps-month/wind-power-and-photovoltaic-potential>]

A pesar del claro valor estratégico y del marco facilitador que estableció la Unión Europea (UE)¹⁴, el despliegue real de DSF en todos los mercados de electricidad en España está muy por debajo de su potencial.

El diseño actual del mercado español no favorece el desarrollo de la DSF. En España, los generadores y las comercializadoras de electricidad suelen formar parte del mismo grupo empresarial y, tradicionalmente, han existido pocos incentivos para innovar o desarrollar la respuesta del lado de la demanda. Esto se debe a que la DSF normalmente reduce los precios mayoristas y, en consecuencia, los ingresos que percibe la parte del negocio vinculada a la generación.

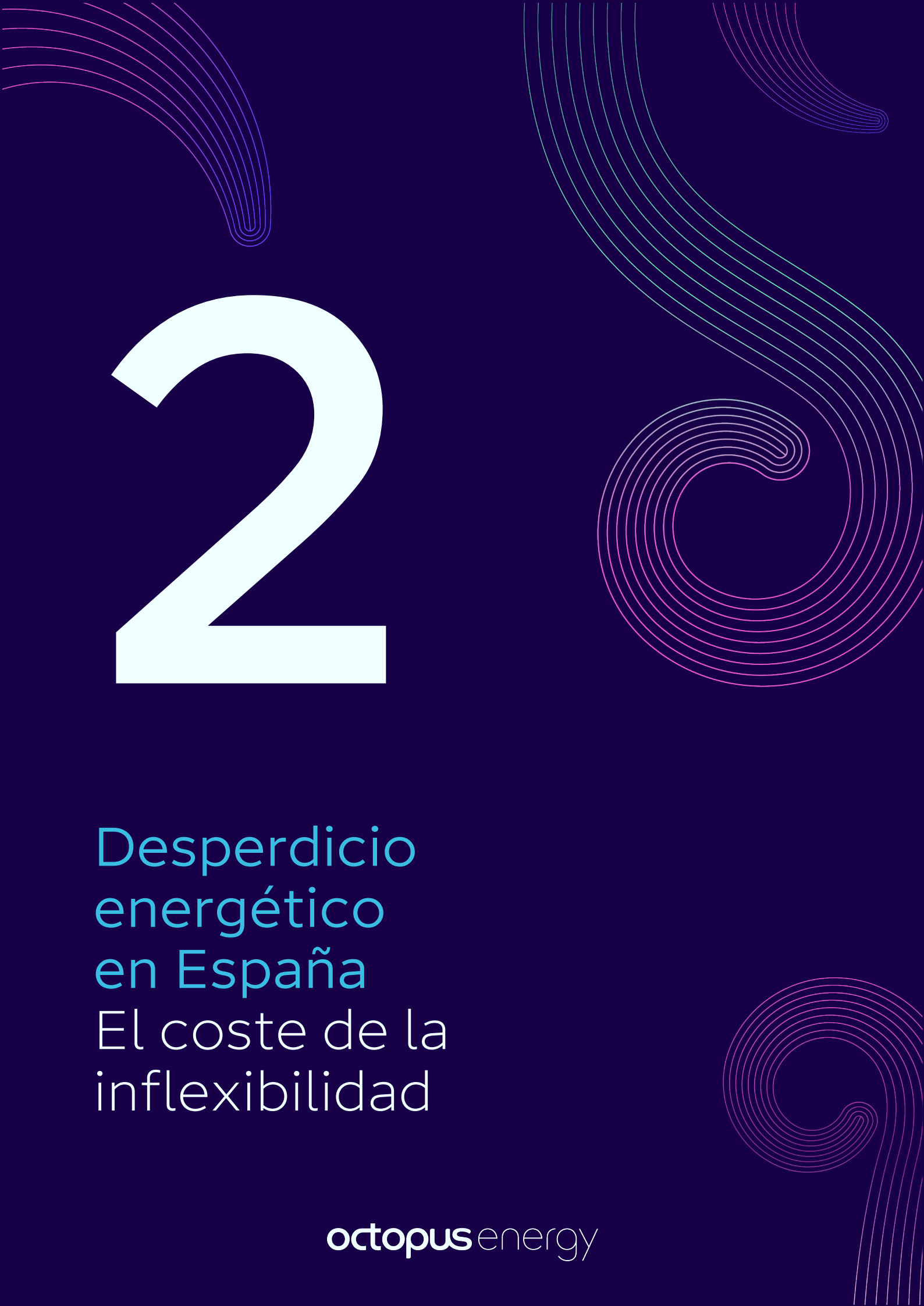
Actualmente la DSF solo participa en España en el Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD), no hay participación de la DSF en ningún otro mercado de ajuste como mercados de balance o mercados de no frecuencia, a pesar de que los primeros técnicamente están abiertos a DSF desde 2021 y los segundos lo están desde 2024. Si bien la participación de la DSF se observa en la SRAD, solo se han asegurado 609 MW de capacidad de respuesta a la demanda en esta subasta¹⁵, y hasta ahora la participación se ha limitado a los grandes consumidores de más de 1 MW.

Como resultado, actualmente solo se utiliza activamente una pequeña parte de la flexibilidad de la demanda total del sistema en mercados (flexibilidad explícita). A nivel de flexibilidad implícita, actualmente esta se activa mediante tarifas con señales de precio claras o a través de la combinación de tarifas y tecnología ofrecida por comercializadoras como Octopus (véase el ejemplo de Intelligent Octopus Go). Aun así, sigue siendo una excepción y no la norma.

Para 2030, se estima un potencial de 14-18 GW de flexibilidad que podrían contribuir a sostener el sistema eléctrico. La tecnología necesaria para habilitar la DSF ya está disponible; lo que sigue faltando son mercados abiertos y accesibles para desplegarla. Si España quiere construir un sistema eléctrico seguro, eficiente en costes y bajo en carbono, debe priorizar cuanto antes la reforma del mercado y facilitar la participación activa y generalizada de los consumidores en la gestión de la red.

¹⁴Directiva (UE) 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y Reglamento (UE) 2019/943 sobre el mercado interior de la electricidad.

¹⁵ Red Eléctrica de España (REE) [<https://www.esios.ree.es/es/gestion-de-la-demanda>]



2

Desperdicio
energético
en España
El coste de la
inflexibilidad

octopusenergy

Sin flexibilidad, España no puede aprovechar plenamente sus recursos renovables disponibles y económicos, lo que genera un coste tanto para el medio ambiente como para los consumidores. La falta de flexibilidad en el sistema eléctrico español provoca:

- Incremento de los vertidos de energías renovables, tanto por recortes económicos (debido a barreras del sistema) como por restricciones técnicas (resultado de una capacidad de transmisión limitada). Este concepto se conoce como curtailment.
- Mayor dependencia de los combustibles fósiles para equilibrar la oferta y la demanda.
- Y, en consecuencia, aumento de los costes del sistema, incluidos el sobredimensionamiento de la capacidad de generación y el refuerzo de las redes eléctricas, costes que se trasladan a los consumidores a través de precios mayoristas más altos, mayores costes de red y balance.

Los crecientes excedentes de energías renovables son un obstáculo importante para los objetivos de descarbonización de España.

2.1 Restricción económica vs. restricción técnica

La restricción se produce cuando se impide que la generación de energía renovable exporte electricidad a la red. Se puede dividir en dos categorías: **restricción económica**, cuando los generadores deciden reducir su producción de energía porque sus costes de funcionamiento exceden el precio del mercado mayorista de electricidad; y **restricción técnica**, cuando la infraestructura física de la red no puede transportar la energía a donde se necesita.

Restricciones económicas (a nivel del sistema)

En los mercados eléctricos que funcionan bien, las restricciones económicas ocurren cuando la oferta excede la demanda y los precios caen en consecuencia, lo que lleva a los generadores a reducir su producción a medida que los márgenes se vuelven negativos. Cuando los precios mayoristas de la electricidad son muy bajos o negativos, la demanda debería poder responder para absorber el exceso de generación renovable barata. Sin embargo, en España, los marcos del mercado eléctrico y las barreras regulatorias impiden una respuesta económica de la DSF.

El PNIEC español proyecta que los vertidos anuales de energías renovables a nivel nacional alcanzarán **21,7 TWh para 2030**¹⁶, equivalente al 7,3% de la producción total de renovables. Un análisis de Aurora sugiere que si España añade 85 GW de generación renovable planificada para 2030 (descrita en el PNIEC), el país desperdiciaría más del 5% de su generación renovable total entre 2025 y 2035. Esto equivale a 121 TWh durante los próximos diez años, lo que es equivalente a aproximadamente dos años de consumo total de electricidad doméstica en España¹⁷.

Si bien es esperable que haya cierta restricción en un sistema que funciona bien, una restricción persistente sin respuesta de la demanda indica una falla fundamental en el diseño del mercado.

Las restricciones económicas provocan ineficiencias en el sistema eléctrico debido a políticas y estructuras tarifarias que no se han adaptado a la transición energética. Esto se traduce en el desperdicio de electricidad renovable en momentos de abundancia, como los picos solares del mediodía, cuando la energía es barata en el mercado mayorista pero los peajes de acceso a la red para los consumidores siguen siendo elevados. Esta falta de señal adecuada de precios desincentiva el consumo justo cuando más conviene al sistema, lo que genera mayores vertidos de renovables y, en consecuencia, un aumento innecesario de los costes para todos los consumidores. Además, las barreras regulatorias impiden que las baterías domésticas detrás del contador puedan exportar energía a la red, salvo que estén asociadas a instalaciones solares, lo que limita su contribución a la flexibilidad del sistema¹⁸. La solución pasa por rediseñar las tarifas de acceso para que reflejen mejor las necesidades del sistema, incentivando el consumo en los momentos adecuados, y permitir que las baterías y vehículos eléctricos (V2G) puedan exportar libremente, facilitando así un uso más eficiente de la energía renovable disponible.

¹⁶Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023)
[https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf].

¹⁷Informe de Aurora «España podría eliminar la crisis económica para 2035 mediante el almacenamiento de energía de larga duración» (julio de 2023)
[<https://auroraer.com/company/press-room/spain-could-eliminate-economic-curtailment-by-2035-using-long-duration-energy-storage?search=spain%20could%20eliminate%20economic%20curtailment>].

¹⁸El 8 de Octubre de 2025, MITECO publicó una propuesta “El proyecto de Real Decreto por el que se modifican determinados aspectos relativos al autoconsumo de energía eléctrica y de impulso al almacenamiento distribuido” que iguala las baterías distribuidas al autoconsumo, abriendo la puerta a la exportación de energía almacenada detrás del contador sin que haya una instalación de autoconsumo asociada (BESS BTM y V2G). Por otra lado, dicha propuesta de Real Decreto también abre la posibilidad de que las energía almacenada detrás del contador no pague peajes cuando sea vertida a la red, igual que sucede en el caso del almacenamiento FTM y el bombeo hidráulico. [<https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2025/detalle-participacion-publica-k-780.html>]

Restricciones técnicas (locales)

Las restricciones técnicas, o locales, se deben principalmente a las limitaciones de la infraestructura física de la red, cuando no hay suficiente capacidad para transportar energía desde los centros de generación disponibles hasta donde se genera la demanda. Este problema es especialmente grave en regiones con alta penetración de energías renovables y capacidad de transmisión insuficiente, lo que provoca congestión en la red local durante períodos de alta producción de energías renovables. El mercado para resolver estas restricciones es el Mercado de Restricciones Técnicas (RRTT), que opera en dos modalidades: la del PDBF (gestionada el día anterior), donde la generación puede reducirse sin compensación, y la del tiempo real.

Los requisitos de estabilidad de la red, como la regulación de voltaje y frecuencia, restringen aún más la capacidad de la red para absorber la generación renovable variable. Como resultado, las restricciones técnicas se concentran en zonas donde la generación renovable excede la capacidad de la red. **En algunas zonas, los vertidos técnicos de la energía solar han llegado hasta 25%**, lo que compromete tanto la generación actual como la justificación comercial de nuevos proyectos¹⁹.

A nivel nacional, en 2023, casi el 2% (2 TWh) de la generación renovable total se vio limitada por restricciones técnicas.

El hecho de que el operador del sistema español, REE, pueda recortar la generación renovable en el mercado de RRTT PDBF sin compensación debilita aún más las señales de inversión tanto en nueva generación renovable como en infraestructura de transmisión:

- En el caso de la infraestructura de transmisión, como REE puede aplicar vertidos sin coste, tiene mucho menos incentivo para reforzar la red de transmisión. La situación en España es muy distinta a la de muchos otros mercados europeos, donde la mayoría de los operadores del sistema deben pagar por restringir la generación, lo que les obliga a considerar el equilibrio entre invertir en nueva infraestructura de transmisión y el coste de los vertidos. Además, si los mercados de restricciones técnicas en España permitieran la participación de recursos agregados sin requerir medida en tiempo real (como ocurre, por ejemplo, en Bélgica), REE podría aprovechar esos recursos renovables que de otro modo serían desperdiciados. Esto permitiría, por ejemplo, que la demanda pudiera aumentar de forma económica para absorber la generación que, de otro modo, sería desaprovechada.
- Para los inversores en nuevas energías renovables, incluso cuando los nuevos proyectos son económicamente viables, los problemas de conexión a la red retrasan o bloquean su implementación, lo que limita la expansión de la capacidad de generación renovable. Estas mismas limitaciones también dificultan la electrificación de la industria, el transporte, la calefacción y la refrigeración, ya que las conexiones de gran demanda (como centros de datos o puntos de recarga de vehículos eléctricos) sufren largas demoras o restricciones de acceso.

¹⁹Informe de Aurora «Evolución de la restricción de la red en España» (febrero de 2024)

Sin un esfuerzo específico para abordar estos cuellos de botella a través de soluciones como la DSF, España seguirá sin alcanzar su potencial de energía renovable, y el coste de esta inacción irá aumentando.

2.2 El creciente desafío de los precios negativos

Los precios negativos de la electricidad son cada vez más frecuentes en toda Europa, impulsados por períodos de exceso de oferta de generación renovable. Los precios negativos reflejan una oportunidad para los consumidores y la economía en general. La flexibilidad de la demanda, tanto para el consumidor (incluidas las baterías detrás del contador) como para las baterías a escala de red, permite responder a estas señales negativas de precios, reducir el coste medio de la electricidad y optimizar el uso de la generación disponible.

España registró precios de electricidad negativos por primera vez en abril de 2024, lo que marcó una nueva fase en la integración de las energías renovables. Si bien los precios negativos indican un exceso de generación renovable y ofrecen una oportunidad a los consumidores, actualmente también exponen ineficiencias del sistema:

- **Riesgo de inversión en energías renovables:** Los precios negativos sostenidos podrían socavar el rendimiento de las inversiones en energía solar.
- **Beneficios limitados para el consumidor:** Los peajes de red y las estructuras tarifarias no se ajustan a la situación actual del sistema. Esto envía una señal de precio distinta, lo que hace que los consumidores no puedan aprovechar los precios bajos o negativos de la energía.
- **Distorsiones estructurales de precios:** Los altos costes de la red durante las horas pico de energía solar reducen el impacto de los precios negativos en los consumidores.

Los gráficos a continuación comparan el número de horas con precios de electricidad negativos al año (ver Figura 8). El gráfico de la izquierda muestra datos combinados de Francia, Alemania y Países Bajos, y el de la derecha, de España.

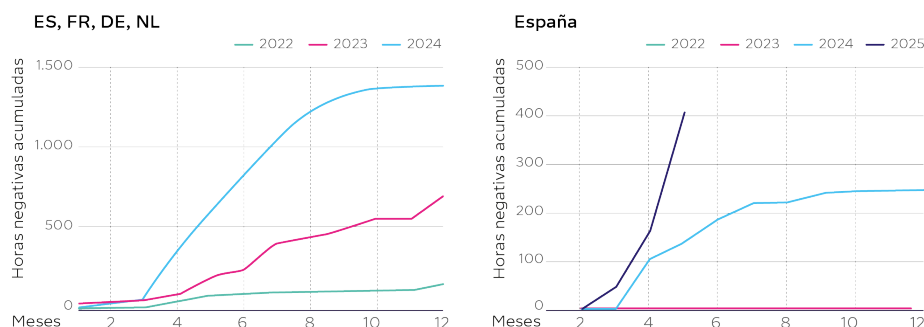


Figura 8: Precios negativos acumulados del día siguiente para España, Francia, Alemania y Países Bajos (imagen izquierda) y solo España (imagen derecha)

Fuente: Ember Data20

España aspira a un 81% de energía renovable para 2030²¹, los períodos con precios negativos se harán más frecuentes sin una mayor flexibilidad del sistema. De hecho, en 2024, los precios negativos representaron el 3% de todos los precios horarios. Además, alrededor del 19% de los precios horarios fueron inferiores a 5 €/MWh, y 537 de las 8.760 horas (aproximadamente el 6%) registraron precios cero.²² La próxima revisión de los peajes de acceso a la red en España en 2026²³ representa una oportunidad clave para reformar las estructuras tarifaria y revisar los esquemas de remuneración de las distribuidoras y de REE. Además, ofrece la posibilidad de desbloquear la DSF y garantizar que los consumidores se beneficien de la transición energética renovable en España.

España aspira a un 81% de energía renovable para 2030, los períodos con precios negativos se harán más frecuentes sin una mayor flexibilidad del sistema.

²⁰Datos Ember [<https://ember-energy.org/data/european-wholesale-electricity-price-data/>]

²¹Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023)

[https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf].

²²Datos Ember [<https://ember-energy.org/data/datos-de-precios-de-electricidad-al-por-mayor-en-europa/>].

²³Consulta abierta para la revisión de la Circular 3/2020 de la CNMC

[https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/1_CIR_DE_008_24_Consulta%20p%C3%BAblica%20espec%C3%ADfica%20Revisi%C3%B3n%20Circular%203-2020.pdf]

2.3 El coste de la inflexibilidad del sistema

En el mercado eléctrico español, los precios suelen fijarlos el generador marginal, generalmente la generación hidroeléctrica, que suele ofertar a niveles similares al coste de un ciclo combinado (véase figura 8). Por lo tanto, la generación hidroeléctrica y la generación con combustibles fósiles desempeñan un papel similar en la fijación de los precios del mercado.

La fijación de precios en el mercado español

En mercados altamente competitivos, los generadores fijan precios cercanos a sus costes marginales a corto plazo. En el caso de las centrales de ciclo combinado (CCGT), el coste del gas y el carbón suele ser el indicador clave de los costes marginales y, por lo tanto, de sus precios. Las energías renovables, con un coste marginal cercano a cero, se ofertan a precios mucho más bajos. En el caso de la hidráulica, la fijación de precios es más compleja. En general, factores como la cantidad de agua en los embalses, los niveles de demanda previstos y las expectativas de precipitaciones futuras suelen determinar el precio en mercados competitivos. Sin embargo, cuando los generadores tienen poder de mercado, con mayor frecuencia es el coste marginal de otros generadores (como las centrales de carbón y las CCGT) el que influye en la fijación de precios de los generadores hidroeléctricos.

En un artículo *“A note on hydropower as a marginal price setter for Spain’s electricity market in 2021-2022”*²⁴, de Juan Ignacio Pena de la Universidad Carlos III de Madrid, Pena indica: “Desde enero de 2021 hasta marzo de 2022, los precios spot mayoristas de la electricidad en España alcanzaron un máximo histórico de 700 €/MWh. Sorprendentemente, la energía hidroeléctrica estableció el precio marginal del mercado durante el 52% de las horas en 2021 y el 43% en el primer trimestre de 2022. Las unidades de gas de ciclo combinado, que normalmente determinan el precio marginal, fueron marginales sólo en el 16% y el 21% de las horas en 2021 y 2022, respectivamente. La energía hidroeléctrica [...] fue responsable de cobrar el 69% de los precios superiores a 500 €/MWh”.

²⁴ El estudio de Juan Ignacio Pena, “Una nota sobre la energía hidroeléctrica como fijador marginal de precios para el mercado eléctrico español en 2021-2022” (julio de 2023) [<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178724000195>]

Incluso cuando la generación renovable es abundante, los consumidores a menudo terminan pagando precios establecidos por la generación hidroeléctrica o de gas, que son más elevados. Esto se debe a que los patrones de demanda actualmente son inflexibles, lo que significa que incluso cantidades muy pequeñas de generación a gas o hidroeléctrica determinarán el precio, creando un desajuste en los precios, ya que los consumidores pagan precios más altos que si hubiera una mejor alineación entre la oferta intermitente y la demanda potencialmente flexible.

Más allá del producto SRAD para eventos de estrés del sistema, REE no dispone de recursos automatizados de DSF²⁵ que pueda utilizar para gestionar el sistema eléctrico y garantizar su funcionamiento fiable. Tampoco cuenta con productos de respuesta rápida en frecuencia como los que existen en otros sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables. Por ejemplo, el servicio *Fast Frequency Response* de Hawái, con un tiempo de respuesta de 200 milisegundos, o el servicio *Dynamic Containment* de Gran Bretaña, que responde en 500 milisegundos y suele ser proporcionado por baterías.

Esta estructura de mercado genera mayores costes totales para el sistema y supone una pérdida de oportunidades para mejorar la eficiencia económica. A medida que España sigue integrando más energías renovables, abordar este problema mediante una mayor flexibilidad del sistema será esencial para aprovechar todo el potencial de sus recursos renovables y reducir el precio de la electricidad para los consumidores a la par que minimizando costes de refuerzo de la red.

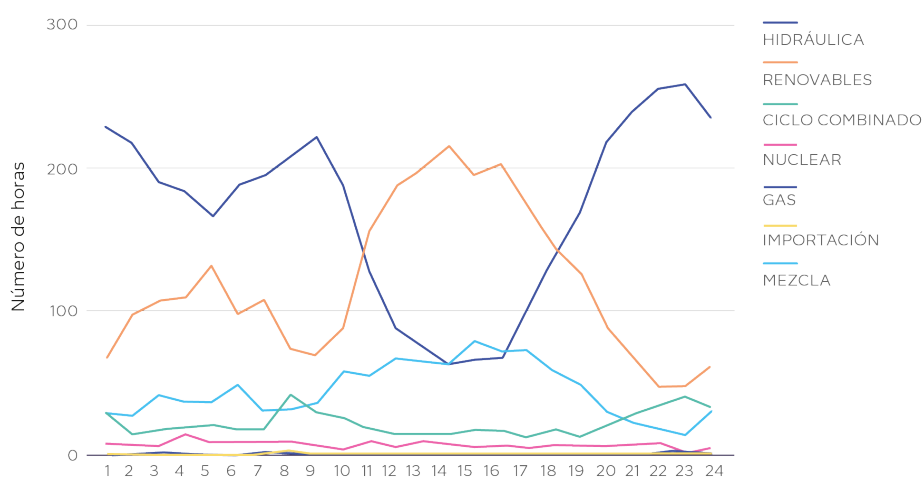
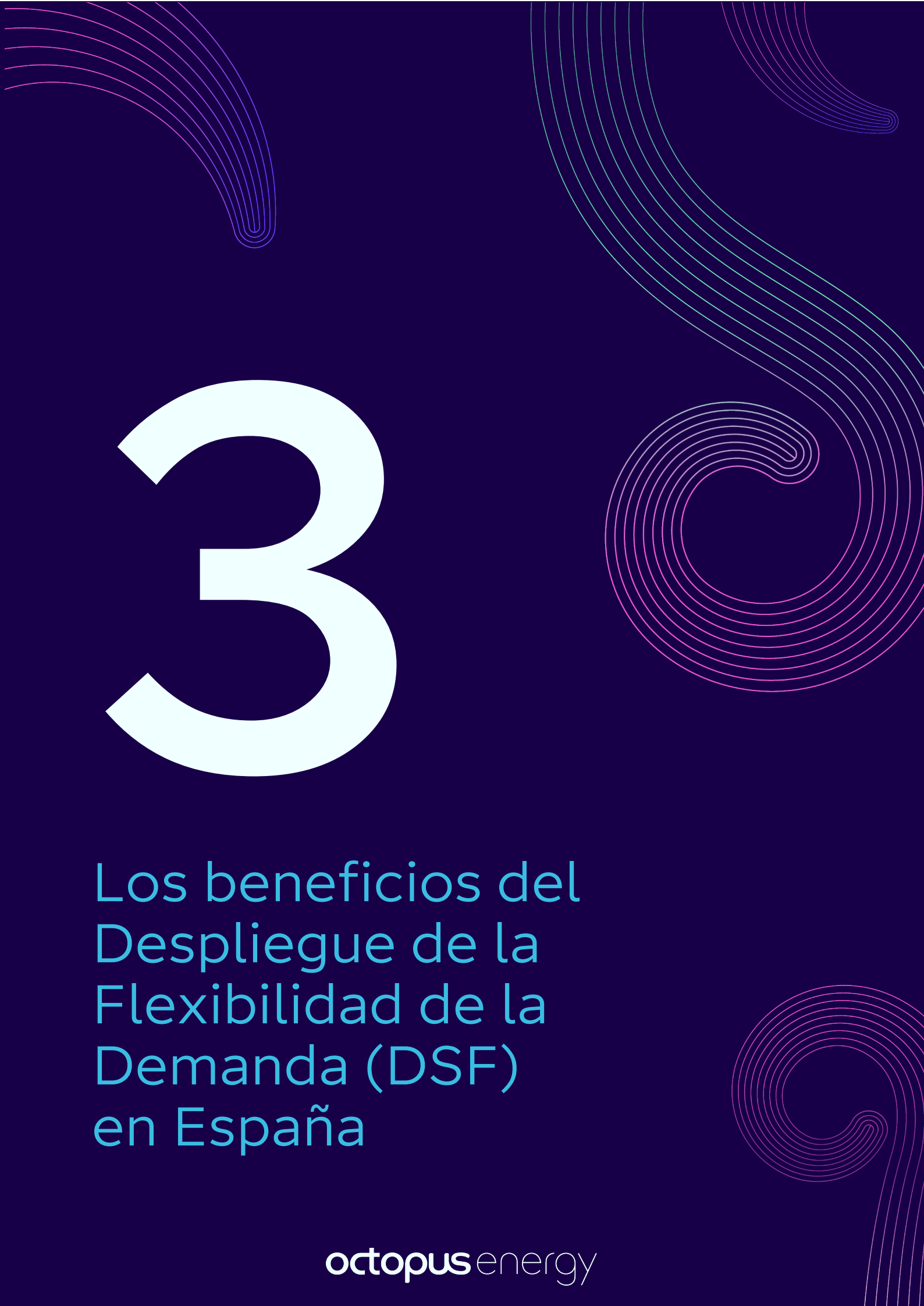


Figura 9: Tecnología marginal precio mercado diario España de marzo de 2024 a febrero de 2025

Fuente: OMIE²⁶

²⁵La DSF automatizada incluye cualquier activo del lado de la demanda que esté controlado y pueda responder a una instrucción del Operador del Sistema a través de la operación de un agregador (comercializadora o agregador independiente). Por ejemplo, la amplia y creciente flota de baterías domésticas detrás del contador, si se les permitiera (como ocurre en otros países), podrían despacharse para reducir los costes de ajuste en España o utilizarse para equilibrar el sistema. Asimismo, también podrían utilizarse vehículos eléctricos, aumentando o reduciendo la carga según las necesidades del sistema.

²⁶ OMIE [<https://www.omie.es/es/market-results-history/monthly/daily-market/marginal-price-technologies?scope=monthly&year=2025&month=3>]



3

Los beneficios del
Despliegue de la
Flexibilidad de la
Demanda (DSF)
en España

3. Los beneficios de la DSF en España

El despliegue de la flexibilidad de la demanda (DSF) en España tiene el potencial de transformar el sistema energético y desbloquear importantes beneficios para el sistema eléctrico. Entre 2030 y 2035, el sistema eléctrico español habrá cambiado sustancialmente: los 6 GW de almacenamiento estacional (mayoritariamente hidráulico por bombeo) se verán reforzados con unos 4 GW adicionales, junto con 12,5 GW de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS). Sin embargo, junto a esto, los 14-18 GW (de reducción y aumento de consumo, respectivamente) de DSF serán absolutamente cruciales. Para mantener bajos los costes del sistema, es esencial incentivar que la demanda flexible se active.

Aprovechando la DSF, España podrá sincronizar mejor la oferta y la demanda de energía, optimizar la integración de renovables y reducir los costes energéticos globales. Esta sección analiza los principales beneficios que la DSF puede aportar de aquí a 2030.

3.1 Potencial de DSF

Con base en los objetivos actualizados del PNIEC de España y la electrificación prevista de la economía para 2030, DNV estima que **el país tiene un potencial de flexibilidad de la demanda de 14 GW de capacidad a subir (reducción del consumo) y 18 GW de capacidad a bajar (aumento del consumo)**. Se espera que una parte significativa de este potencial, más del 60%, provenga de recursos a pequeña escala, incluidos los vehículos eléctricos (tanto la carga inteligente, V1G, como la de vehículo a red, V2G), calefacción y refrigeración eléctrica, y los sistemas BESS detrás del contador.

Los consumidores a menudo compran estos activos por la funcionalidad que ofrecen, por ejemplo, transporte y calefacción; sin embargo, la flexibilidad incorporada que estos dispositivos pueden proporcionar al sistema eléctrico a un coste muy bajo es considerable. En lugar de invertir en baterías adicionales a escala de red (con un coste medio de 300-400 € por kilovatio hora instalado), el coste de activación de estos activos es un orden de magnitud menor. Estos activos distribuidos, cuando se gestionan activamente, pueden proporcionar hasta 31 TWh de flexibilidad a subir (reducción consumo) y 33 TWh de flexibilidad a bajar (aumento consumo)²⁷, equivalente a alrededor del 11% de la demanda nacional total. Sin embargo, si estos recursos flexibles no se gestionan, podrían generar tensiones en las redes de distribución de baja tensión, lo que provocaría la necesidad de costosas ampliaciones e incluso problemas de fiabilidad. En cambio, el estudio de DNV destaca que aprovechar esta flexibilidad de forma coordinada y compatible con la red puede reducir significativamente los costes del sistema, disminuir las emisiones de CO₂ y limitar la necesidad de reforzar las redes.

²⁷Aunque la DSF doméstica e industrial de uso general se incluyó en el modelo DNV como un posible recurso, en la modelización del comportamiento de mercado, no entró en la casación (por su posible coste en comparación con otras formas de flexibilidad). En realidad, es probable que estos activos sean útiles para el sistema y podrían utilizarse para gestionar los eventos de estrés poco frecuentes del mismo.

La DSF también puede ofrecer servicios de control de voltaje, algo cada vez más importante para la seguridad del sistema en España. Aunque recientemente se ha creado un nuevo mercado para el control de tensión²⁸, actualmente excluye por completo la participación de la flexibilidad del lado de la demanda.

3.2 Beneficios económicos

Ahorros totales para el sistema: Un despliegue completo de la DSF podría generar ahorros totales de **2.500 millones de euros anuales para 2030**.

Ahorros en el mercado mayorista: Uno de los principales beneficios de contar con una demanda más flexible es que puede desplazarse a los momentos de exceso de generación renovable y a la vez, evitar los periodos de escasez de generación. La DSF, mediante la reducción o el desplazamiento de la carga, disminuye la frecuencia de los picos de demanda que requieren generadores caros y permite absorber la energía en momentos de excedente de generación y precios bajos. Aunque los costes de generación vinculados al combustible solo se reducirían en un 6% (300 millones de euros), el efecto combinado de una mayor generación renovable y un menor uso de generación fósil **implica una reducción total de 2.600 millones de euros, lo que supone una disminución del 36% en los precios mayoristas**.

Costes de balance: Una alta utilización de la DSF en los mercados mayoristas puede conllevar un ligero aumento en los costes de servicios de balance, estimado en unos 273 millones de euros. Esto se debe principalmente a dos factores: a medida que aumenta la DSF, disminuye la capacidad del gas para proporcionar reservas a bajar; al mismo tiempo, hay menos periodos de vertido renovable, lo que limita la capacidad de los generadores renovables para ofrecer reservas a subir. En ambos casos, el sistema debe recurrir a fuentes alternativas, a veces más costosas, para mantener el equilibrio.

Ahorros en la red: la DSF puede reducir significativamente la necesidad de reforzar las redes, alinear la demanda de energía con la generación local y la capacidad de la red. **Para 2030, España podría ahorrar hasta 433 millones de euros anuales gracias a la reducción de picos en la red, lo que representa un 48% menos respecto a las inversiones anuales previstas en redes de distribución en el país**. Sin embargo, estos ahorros en inversión en la red deben compensarse con los costes de gestión de la congestión en niveles de baja tensión, ya sea mediante mercados explícitos de flexibilidad o señales de precio que incentiven un comportamiento distinto por parte de los consumidores y otros recursos flexibles. Se asume que esta compensación representa el 50% de los ahorros totales, una estimación conservadora.

²⁸ Procedimiento de Operación de REE, para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español [https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-13076]

3.3 Beneficios ambientales

Mayor integración de renovables: la DSF es clave para maximizar el aprovechamiento de los recursos renovables en España. Para 2030, **podría reducir el vertido de renovables en 7 TWh anuales, lo que supone una reducción del 73%**. Esto permitiría utilizar una mayor proporción de energía renovable, desplazar generación fósil y avanzar en los objetivos de descarbonización del país.

Menores emisiones de carbono: La menor necesidad de verter renovables y la menor dependencia de la generación térmica podrían **reducir las emisiones de CO₂ en 1,2 millones de toneladas anuales para 2030**. Este avance es fundamental para que España cumpla sus objetivos de neutralidad climática y refuerce su liderazgo en la transición energética global.

3.4 Beneficios para el consumidor

Los consumidores pueden beneficiarse de la flexibilidad de la demanda tanto de forma directa como indirecta. Los beneficios directos se producen cuando los consumidores participan en mercados de flexibilidad y son recompensados, por ejemplo, pagando menos por cargar sus vehículos eléctricos si permiten la carga inteligente o servicios V2G. Los clientes pueden participar activamente o de forma pasiva, permitiendo que terceros gestionen el consumo de sus dispositivos inteligentes. En España, un propietario **medio de vehículo eléctrico podría ahorrar 45 € al año en 2030** gracias a menores costes en el mercado mayorista de electricidad.

Actualmente, los clientes de Octopus en España que tienen la tarifa inteligente para vehículos eléctricos, Intelligent Octopus Go, pueden ahorrar hasta 300 € anuales en comparación con otras tarifas de competidores para vehículos eléctricos.

Los consumidores que utilizan otras tecnologías bajas en carbono, como la calefacción y refrigeración eléctrica o sistemas de baterías detrás del contador, pueden obtener aún más valor.

Además, los consumidores se benefician de forma indirecta de las ventajas que la flexibilidad aporta al sistema en su conjunto. **Para 2030, los hogares españoles podrían ahorrar de media 80 € al año en costes energéticos, más otros 15 € anuales derivados de una menor necesidad de inversión en infraestructuras²⁹**. Una mayor integración de renovables también contribuiría a reducir el precio de la electricidad y disminuir las emisiones de carbono en unos 24 kg de CO₂ por persona. Si se aplican reformas en los mercados gestionados por REE y las distribuidoras, podrían desbloquearse aún más ahorros en el futuro.

²⁹ Los 80 euros incluyen el aumento de los costes de balance que corresponden a 9 euros por punto de suministro.

3.5 Beneficios de la seguridad del sistema

Según estimaciones de DNV, para 2030 un **11% de la demanda eléctrica en España podría ser modulada mediante flexibilidad de la demanda**, permitiendo adaptar el consumo a los períodos de exceso de generación renovable y evitando los momentos de escasez. Esta capacidad de adaptación no solo optimiza el aprovechamiento de las energías limpias, sino que también refuerza la seguridad del suministro: la flexibilidad de la demanda ofrece una respuesta rápida y eficiente ante eventos de estrés en la red, como picos de consumo, fallos de generación o fenómenos climáticos extremos. Gracias a estos recursos, es posible mantener la frecuencia y la tensión del sistema dentro de márgenes operativos seguros sin necesidad de sobredimensionar infraestructuras o depender exclusivamente de la generación de reserva.



4

Flexibilidad de la
demanda en acción

octopusenergy

A continuación, se muestran los tipos de ofertas tarifarias disponibles en diferentes mercados que permiten a los consumidores beneficiarse de la flexibilidad que ofrecen al sistema.

Intelligent Octopus: Impulsando la flexibilidad de la demanda en todo el mundo

Carga inteligente a bajo coste para vehículos eléctricos

Lanzada en 2022 en Gran Bretaña, la tarifa Intelligent Octopus de Octopus Energy permite poner en valor la DSF de recursos domésticos desplazando automáticamente el consumo eléctrico a los periodos con energía más limpia y barata. Su producto estrella, Intelligent Octopus Go, optimiza la carga de vehículos eléctricos fuera de las horas punta, reduciendo los costes hasta un 70% y apoyando la estabilidad de la red. **Con más de 270.000 clientes y más de 1,8 GW gestionados, se ha convertido en la Virtual power Plant (VPP) más grande de Europa**, participando en arbitraje en el mercado mayorista, en los mercados locales de las distribuidoras, en el Balancing Mechanism, en el Demand Flexibility Service y en el mercado de capacidad.

Aparte de la carga inteligente del vehículo, la tarifa Intelligent Octopus también es aplicable a sistemas de climatización y baterías.

Intelligent Octopus se lanzó en España a finales de 2024, donde actualmente gestiona más de 3500 vehículos eléctricos y más de 30 baterías domésticas. También se ha lanzado en Nueva Zelanda (2023), Texas (2023), Alemania (2023), Francia (2025) e Italia (2025). Continúa impulsando la flexibilidad de la demanda, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y acelerando la integración de energías renovables en todo el mundo.

Saving Sessions:

Cómo liberar la respuesta de la demanda manual

Pagar a los consumidores para que reduzcan el consumo en las horas punta

Las Saving Sessions de Octopus Energy ya cuentan con más de **1,6 millones de clientes inscritos**, permitiendo que hogares y empresas participen en el **Demand Flexibility Service (DFS)**, un programa del National Energy System Operator (NESO) en el Reino Unido, y en el Appel d'Offre d'Effacement en Francia. Ambos programas recompensan a los usuarios por reducir su consumo de electricidad durante los períodos en que el sistema está tensionado. A través de incentivos económicos, Saving Sessions ayuda a aliviar la congestión en la red, asegurar la capacidad disponible y reducir las facturas energéticas. Hasta la fecha, Octopus Energy ha devuelto más de 122 millones de euros a sus clientes gracias a estas iniciativas.

Reconocido como un enfoque innovador para involucrar a los consumidores, Saving Sessions facilita el acceso a los servicios de flexibilidad. Esta iniciativa también se ha probado en Alemania, Italia y España. En España, el 20% de los clientes invitados a participar en la prueba piloto de Saving Sessions se sumaron al programa, logrando una reducción media de 0,4 kWh por cliente en cada evento de una hora.

Power Ups y Free Electricity Sessions: Maximizar el uso de energía verde

Pagar a los consumidores para que aumenten el consumo y a sí minimizar vertidos

Power-ups y Free Electricity Sessions son dos iniciativas que ayudan a los hogares a aprovechar la abundante energía renovable y, al mismo tiempo, apoyar una red más renovable en Gran Bretaña. Los Power-ups forman parte de los programas de los operadores de red de distribución como UKPN, NGED y NPG, así como de los servicios de NESO (el mercado de restricciones locales), consisten en eventos breves, normalmente de una a dos horas, en los que las energías renovables son abundantes, generalmente alrededor del mediodía cuando la energía eólica y solar dominan la generación eléctrica. Durante estos periodos, los clientes reciben electricidad gratuita, siendo el momento ideal para utilizar electrodomésticos, calentar agua o cargar dispositivos.

Free Electricity Sessions funciona de manera similar, recompensando a los hogares que desplazan su consumo eléctrico a las horas en que los precios mayoristas son bajos. **Esto ayuda a reducir los vertidos de energías renovables y las limitaciones de la red sin necesidad de realizar costosas mejoras en la infraestructura.** En España, Octopus Energy junto con Centre for Net Zero está realizando pruebas para estimar el efecto de esta intervención ofreciendo diferentes incentivos a los clientes para aumentar su consumo. Los resultados, aún provisionales, muestran que ofrecer electricidad gratuita y un pequeño incentivo por utilizar energía en las horas de precios más bajos puede aumentar el consumo hasta en un 16% (equivalente a exponer a los clientes a precios negativos).

En conjunto, estas iniciativas ya han logrado que 922.344 hogares se inscriban, con un total de 3,8 millones de libras devueltas a los clientes.

Power Pack: Vehicle-to-grid (V2G)

Carga gratuita de vehículos eléctricos para clientes con V2G

La tecnología **V2G** permite que los vehículos eléctricos no solo se carguen desde la red, sino que también puedan exportar electricidad a la red, convirtiendo los coches aparcados en pequeñas centrales eléctricas. Esto ayuda a equilibrar la oferta y la demanda, apoyar una red más sostenible y reducir los costes energéticos para los consumidores.

Octopus Power Pack es la primera tarifa V2G en Gran Bretaña, diseñada para demostrar los beneficios tanto para los consumidores como para el sistema de esta tecnología emergente. Integrada sobre una tarifa estándar de Octopus Energy, Power Pack utiliza software de carga inteligente y hardware V2G compatible para optimizar automáticamente cuándo el vehículo se carga y cuándo descarga. Esto permite que los clientes puedan cargar sus vehículos de forma gratuita, al tiempo que contribuyen a la flexibilidad de la red. Un usuario típico podría ahorrar hasta **880 libras al año** en comparación con una tarifa flexible estándar. Aunque actualmente está en fase beta y solo disponible para un número limitado de vehículos y cargadores, Power Pack demuestra el potencial futuro del V2G.



5

Barreras en la
implementación
del Despliegue de
la Flexibilidad de la
Demanda (DSF)
en España

octopusenergy

A pesar del importante potencial de la DSF descrito anteriormente, diversas barreras regulatorias y de mercado impiden que se despliegue plenamente en España. A continuación, se presentan estos desafíos junto con nuestras recomendaciones para superarlos.

Diseños de mercado obsoletos y desincentivos económicos

Las barreras en los mercados de mayoristas impiden que DSF compita de manera justa con otras tecnologías, lo que debilita su argumento comercial.

BARRERA	RECOMENDACIÓN	PRIORIDAD
Volúmenes mínimos de participación por unidades detrás del contador (CUPS) demasiado elevados en ciertos mercados. En España, el volumen mínimo de 1 MW por cada punto de medida (conocido como CUPS) bloquea de facto el acceso de los activos agregados detrás del contador (BTM), como los vehículos eléctricos (que suelen tener unos 0,007 MW por CUPS), las baterías o las bombas de calor, a servicios como el SRAD³⁰ o el RRTT. Esto contrasta con la situación en Gran Bretaña, donde Octopus Energy gestiona 1,8 GW de activos agregados BTM, cada uno representando en torno a 7 kW. Esta agregación participa en todos los mercados tanto del operador del sistema de transporte (TSO) como de los operadores de distribución (DSO).	Permitir la agregación de unidades detrás del contador menores de 1 MW para poder participar en el SRAD y el RRTT. La mayoría de los operadores de sistema en Europa ya han modernizado y digitalizado sus sistemas informáticos para permitir ofertas más pequeñas (en línea con la recomendación de ACER de 0,1 MW) y para facilitar la participación de carteras agregadas de activos menores. En los mercados emergentes de los DSO, será necesario permitir ofertas aún más pequeñas, dadas las limitaciones locales y el tamaño de los activos involucrados. Responsables: REE y CNMC	Alta (Implementación fácil)
100 MW capacidad mínima por proveedores de aFRR. La participación en aFRR (reserva secundaria) está limitada a proveedores registrados como BSP (Proveedores de Servicios de balance) con una capacidad mínima de 100 MW³¹. La complejidad de establecer un BSP disuade aún más a los pequeños proveedores de entrar al mercado, lo que reduce la competencia, la liquidez y las alternativas a los combustibles fósiles.	Simplificar el proceso para convertirse en BSP y reducir la capacidad mínima a 1 MW por BSP Responsables: REE y CNMC	Media (Implementación fácil)

³⁰Para SRAD, existe una propuesta de la CNMC de cambiar el P.O 7.5 de REE y eliminar el tamaño mínimo de CUPS, permitiendo agregaciones de más de 1 MW de cualquier tamaño de CUPS. [https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/1_DCOOR_DE_005_2_5_Resolucion.pdf].

³¹El servicio de regulación secundaria se gestiona a través de BSP, agrupaciones de centrales eléctricas o DSF capaces de proporcionar regulación secundaria en respuesta a las solicitudes automáticas del operador del sistema. En España solo unas 20 empresas se han convertido en BSP.

Participación limitada en mFRR y RR debido a RR (reservas de sustitución) son técnicamente accesibles, pero carecen de pagos por capacidad, lo que hace más difícil justificar la participación y garantizar ingresos estables. Países como Francia, Países Bajos, Alemania, Grecia, Suecia y Dinamarca tienen pagos por capacidad para mFRR.	Introducir pagos por capacidad para mFRR y RR (similares a la banda para aFRR). Responsable: CNMC	Media (Implementación moderada)
El FCR es un servicio obligatorio y no remunerado. En España, no existe un mercado para FCR (reserva primaria) o mercados de frecuencia muy rápida en el rango de sub-segundos, como los que se encuentran en otros países, los FFR (Fast Frequency Reserve) de los países nórdicos o “Dynamic Containment” de Gran Bretaña. Estos mercados tienen tiempos de respuesta de 0,5 a 1 segundo, y están abiertos a todos los actores, sean demanda o generación.	Revisar la prestación de los productos de frecuencia rápida y crear un mercado para FCR, convirtiendo a FCR en un servicio comercial abierto a todos los proveedores (en particular, a baterías delante o detrás del contador) Responsables: REE, CNMC y MITECO	Media (Implementación compleja)
Limitación de participación de la demanda en el Servicio de Control de Tensión. Recientemente se ha introducido un nuevo Servicio de Control de Tensión, ya que la seguridad del sistema está cobrando cada vez más importancia. Sin embargo, este nuevo mercado excluye toda la flexibilidad del lado de la demanda, al exigir un mínimo de 5 MW por CUPS y conexión a la red de transporte.	Implementar un programa piloto con recursos energéticos distribuidos (como baterías domésticas y vehículos eléctricos) para demostrar el control de tensión. Si tiene éxito, abrir el mercado del control de tensión a los recursos distribuidos. Responsables: REE, CNMC y MITECO	Media (Implementación moderada)

Obstáculos técnicos relacionados con la habilitación, la medida y la comunicación.

Imponer requerimientos innecesariamente complejos que suponen costes extra altos dificulta que los proveedores de activos más pequeños y de servicios de flexibilidad participen en los mercados de flexibilidad.

BARRERA	RECOMENDACIÓN	PRIORIDAD
Todos los mercados de servicios de ajuste en España requieren datos de medida en tiempo real, a pesar de que esto no es necesario operativamente para los mercados que no son en tiempo real, como el RRTT DA, el SRAD o los mercados de Capacidad. En contraste, por ejemplo, en Gran Bretaña, no se exige medida en tiempo real para participar en el Mercado de Capacidad, el Mercado de Restricciones Locales, el Servicio de Flexibilidad de Demanda ni en ninguno de los mercados gestionados por los DSO.	La medida en tiempo real solo debería ser obligatoria cuando sea esencial, en línea con el enfoque de otros operadores de sistemas europeos. (Los mercados donde la medida en tiempo real es esencial incluyen FCR, aFRR y cualquier nuevo producto de frecuencia rápida). Se debería eximir a SRAD, Capacidad, RRTT DA, mFRR y RR de la obligación de reportar telemetida en tiempo real correspondiente al punto frontera a través de un centro de control.³² Responsables: REE, MITECO	Alta (Implementación moderada)
Requerimientos de granularidad de la telemetida demasiado elevados. En todos los mercados se exige la medida en tiempo real y se requiere una granularidad de datos de medida artificialmente alta. Incluso en mercados más lentos como mFRR, RR, SRAD, RRTT DA y Capacidad, se exige una medida de alta granularidad, con actualizaciones de la telemetida cada 12 segundos. En contraste, algunos operadores europeos como Elia en Bélgica utilizan medida cada 15 minutos para el mFRR.	Relajar los requisitos de granularidad para que sean coherentes con el tipo de servicio que se presta—por ejemplo, permitir una granularidad de 15 minutos para mFRR y RR—para reducir cargas de datos innecesarias. Responsables: REE y MITECO	Media (Implementación moderada)

³²Véase la tabla 1 en el apéndice.

Medida del punto de frontera costosa e inaccesible. La medida en tiempo real en el punto de frontera es obligatoria para participar en cualquier mercado de ajuste, pero los proveedores de servicios de flexibilidad no tienen acceso a estos datos en tiempo real, lo que les obliga a realizar instalaciones costosas de soluciones para obtener la medida en tiempo real: más de 10.000 € en instalaciones de alta tensión y unos 300 € en hogares, lo que hace que la participación no sea rentable. Por otro lado, normalmente, los proveedores de servicios de flexibilidad sí disponen de la telemedida en tiempo real de los recursos flexibles que controlan (submetering)	Permitir el submetering, utilizando la telemedida de los recursos flexibles (como la telemedida de los vehículos eléctricos) de modo que, si se requiere medida en tiempo real para un mercado, solo se reporta la medida de los recursos flexibles, evitando la medida innecesaria correspondiente al punto frontera. Permitir acceso directo a los datos del contador domésticos propiedad de las DSOs (tanto para el parque de contadores instalados como para los nuevos contadores que reemplazarán al parque existente que se instalarán en los próximos años) Responsables: REE, MITECO y CNMC	Alta (Implementación moderada)
Barreras administrativas innecesarias. El proceso de creación de una unidad de programación y habilitación para todos los mercados de flexibilidad (excepto SRAD) es excesivamente complejo.	Estandarizar y simplificar la documentación (conocida como datos estructurales) necesaria para consolidar una unidad de programación de demanda para participar en cualquier mercado de ajuste de REE (requerir datos estructurales similares a los solicitados para SRAD) Responsables: REE y MITECO	Alta (Implementación fácil)

Desafíos regulatorios

Existen desigualdades entre DSF y otros activos, obstaculizando la participación de DSF en los mercados de flexibilidad.

BARRERA	RECOMENDACIÓN	PRIORIDAD
Falta de regulación para el almacenamiento a pequeña escala y V2G³³ No existe una regulación para el almacenamiento detrás del contador (BTM) de menos de 100 kW ni para la tecnología V2G, especialmente en lo que respecta a exportaciones no vinculadas a la solar. Es ilógico que una batería residencial (<15 kW) deba clasificarse como generador para poder exportar energía.	El almacenamiento BTM de menos de 100 kW sin energía solar fotovoltaica debería ser elegible para la compensación simplificada con excedentes³⁴ y, por tanto, debería poder exportar a la red sin necesidad de registrarse como generador. La tecnología V2G debería considerarse como una unidad de almacenamiento a pequeña escala y también poder exportar a la red. Responsables: REE, CNMC y MITECO	Alta (Implementación fácil)
La DSF, que incluye baterías domésticas, V2G, vehículos eléctricos y bombas de calor, solo puede participar en los mercados de flexibilidad mediante la reducción o aumento del consumo de electricidad, pero no puede participar exportando energía a la red (por ejemplo, desde baterías domésticas o sistemas V2G)³⁵. A medida que crece el número de baterías detrás del contador y de activos con capacidad V2G, habilitar su participación en los mercados relevantes puede ayudar a reducir los costes totales del sistema. En Gran Bretaña, las baterías domésticas y los sistemas V2G tienen permitido participar en todos los mercados de servicios de ajuste, ya sea importando o exportando energía, siempre que cumplan con los requisitos técnicos.	Permitir que los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada participen en todos los mercados con su producción (exportación). Responsables: REE, CNMC y MITECO	Media (Implementación compleja)

³³ El 8 de Octubre de 2025, MITECO publicó una propuesta “El proyecto de Real Decreto por el que se modifican determinados aspectos relativos al autoconsumo de energía eléctrica y de impulso al almacenamiento distribuido” que iguala las baterías distribuidas al autoconsumo, abriendo la puerta a la exportación de energía almacenada detrás del contador sin que haya una instalación de autoconsumo asociada (BESS BTM y V2G). Por otra lado, dicha propuesta de Real Decreto también abre la posibilidad de que las energía almacenada detrás del contador no pague peajes cuando sea vertida a la red, igual que sucede en el caso del almacenamiento FTM y el bombeo hidráulico. [<https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2025/detalle-participacion-publica-k-780.html>].

³⁴ El mecanismo de compensación simplificado se define en el artículo 14 del RD 244/2019 [<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>].

³⁵ Sin pasar por el proceso de creación de una unidad de generación.

Los DSOs no pueden obtener un retorno económico por la flexibilidad distribuida ni tienen herramientas para gestionar las congestiones de su red a través de soluciones de flexibilidad.

Actualmente, en España no existen mercados locales de flexibilidad, como sí existen en países como Reino Unido o Francia.

Permitir que los DSOs adquieran flexibilidad explícita a través de mercados locales y puedan posponer inversiones en la red cuando sea económicamente eficiente hacerlo, reduciendo así los costes de la red.

El regulador debería aprobar los planes de desarrollo de la red solo si se ha realizado un análisis coste-beneficio exhaustivo que considere explícitamente la DSF como una alternativa a la expansión de la red.

Responsable: CNMC

Alta
(Implementación compleja)

Los actuales peajes no dan señal clara de precios a los consumidores para que consuman en las horas centrales del día cuando hay un exceso de energías renovables.

Los peajes no reflejan los costes reales por hora de gestión de la red y por lo tanto no favorecen el aprovechamiento del exceso de generación solar durante el día mediante la flexibilidad del consumidor (por ejemplo, para cargar vehículos eléctricos). A medida que aumente la penetración de dispositivos inteligentes gestionados, todos estos responderán a una única señal de precio compuesta de los precios de la energía más los cargos y los peajes, de manera que todos los dispositivos consumirán energía de la misma manera, hasta el punto de que podrán crear congestiones de la red debido a esta limitación.

Introduce el uso de **peajes dinámicos** (horarios y locales) para reflejar la situación real de la red y crear una señal de precio que incentive la DSF a utilizar la red de la manera más conveniente para el sistema eléctrico.

Responsable: CNMC

Baja
(Implementación compleja)

Límites de Potencia Contratada

El tope en la potencia contratada limita la electrificación, la flexibilidad detrás del contador y la integración de energías renovables, y resultará en una gestión del sistema más costosa. Por ejemplo, los cargadores típicos de vehículos eléctricos tienen una potencia de entre 7 y 11 kW. El coste de la potencia contratada y en consecuencia, potencias contratadas bajas, dificultan una carga flexible, obligando a los vehículos eléctricos a cargar durante más tiempo, limitando su flexibilidad.

En Alemania, por ejemplo, no existe un límite de potencia contratada y los costes de red, en promedio, se asignan en un 30% a un cargo fijo diario (tarifa diaria, independiente de los kW) y en un 70% al componente variable. En Francia, donde sí existe un límite de potencia contratada, los cargos de red se asignan un 70% al componente variable y un 30% a la parte fija.

Reducir los costes totales del sistema eléctrico eliminando el límite de potencia contratada y tener un pago fijo independiente de la potencia consumida. Si esto no es posible, ajustar la estructura tarifaria de peajes para garantizar un componente fijo más bajo (reducir del 75% al 10% del coste total) y un mayor peso en el componente variable (aumentar del 25% al 90% del coste total) para incentivar la electrificación y la flexibilidad.

Responsable: CNMC

Media
(Implementación moderada)

Marco de políticas incompleto y mal adaptado

El marco de políticas no tiene en cuenta los beneficios y ventajas de la DSF

BARRERA	RECOMENDACIÓN	PRIORIDAD
Falta de responsabilidad y escasa atención a la DSF en las políticas Actualmente, el PNIEC incluye objetivos para el almacenamiento, el autoconsumo solar y el hidrógeno, pero no contempla objetivos para la DSF, pese a que la Unión Europea está solicitando a todos los Estados Miembros que incluyan objetivos de DSF en sus respectivos PNIEC.	Elaborar una hoja de ruta para España con indicadores clave de desempeño (KPIs) e hitos relacionados con los objetivos de flexibilidad de la demanda (DSF) en el PNIEC. Responsable: MITECO	Alta (Implementación fácil)
La remuneración de los DSOs y de REE se basa en la inversión en CAPEX. La flexibilidad de la demanda (DSF) puede mejorar la eficiencia de costes para los DSOs al permitir el aplazamiento de inversiones en la red y reducir el riesgo de interrupciones del servicio. Sin embargo, una regulación sesgada hacia el CAPEX - centrada en cubrir los costes OPEX y en recompensar la inversión en capital- puede obstaculizar la contratación de servicios de flexibilidad. En países como Gran Bretaña, Portugal, Países Bajos, Italia y los mercados escandinavos, existen mecanismos de remuneración e incentivos económicos que garantizan que los consumidores paguen un precio justo por las inversiones en red. Estos marcos regulatorios reconocen cada vez más el papel de la flexibilidad para asegurar que las redes eléctricas sean no solo eficientes en costes, sino también adecuadas para un futuro descarbonizado y descentralizado.	Rediseñar los esquemas de remuneración de REE y los DSOs, idealmente considerando un enfoque basado en TOTEX³⁶. Publicar los factores de utilización de las redes de baja tensión e introducir un incentivo relacionado con el grado de utilización de dichas redes en el esquema de remuneración, haciendo esta información pública. Responsable: CNMC	Alta (Implementación moderada)

³⁶ Para más información sobre los distintos tipos de compensación para los DSOs, véase el documento “Regulatory Challenges for Energy Infrastructure—Do Electricity Distribution Remuneration Schemes in Europe Promote the Use of Flexibility from Connected Users?” [<https://link.springer.com/article/10.1007/s40518-023-00214-5>]. “En Julio 2025, la CNMC abrió a audiencia pública la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, proponiendo un modelo centrado en la inversión en TOTEX. Actualmente el segundo trámite de audiencia pública se ha cerrado. [https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/circular-metodologia—distribucion-electrica-segunda-audiencia]”



6

Conclusiones

Los objetivos energéticos de España para 2030 -incluidos alcanzar emisiones netas cero, ampliar la capacidad de energías renovables y reforzar la resiliencia de la red- son ambiciosos y fundamentales para un futuro sostenible del país. Sin embargo, estos objetivos no podrán alcanzarse sin abordar las importantes barreras de mercado y regulatorias que actualmente dificultan la participación de la DSF en el mercado eléctrico español. Para desbloquear el potencial de la DSF se requiere una actuación urgente.

Instamos a los responsables políticos, reguladores y actores del sector a priorizar las siguientes acciones:

- **Cambiar los diseños de mercado** obsoletos y los desincentivos económicos, especialmente permitiendo la agregación de activos detrás del contador. Un paso clave es eliminar de forma inmediata el umbral mínimo de 1 MW por punto de medida (CUPS), que actualmente impide que la mayoría de la flexibilidad por el lado de la demanda participe en los mercados de SRAD³⁷ y RRTT de REE, ya que los activos típicos de los consumidores sólo aportan entre 3 y 10 kW por punto de medida.
- **Superar los obstáculos técnicos relacionados con la habilitación**, la medida, los estándares de comunicación y el acceso a los datos. En particular, eliminar los requisitos de telemedida en tiempo real para mercados que no son en tiempo real, permitir el acceso directo a los datos del contador del punto frontera, y autorizar el submetering mediante telemedida de los recursos flexibles, para que, si se requiere medida en tiempo real para la DSF (para mercados gestionados en tiempo real como aFRR), solo se reporten los datos de los recursos flexibles, evitando la necesidad de medir en el punto frontera en tiempo real.
- **Abordar los desafíos regulatorios**, asegurando que la DSF pueda acceder a los mercados mayoristas prestando servicios tanto mediante exportación como importación (producción y consumo), sin necesidad de registrarse como generador. Se debe fomentar la contratación de servicios de flexibilidad para posponer refuerzos de red de forma rentable, mediante el desarrollo de mercados locales.
- **Ampliar el marco normativo actual** para incluir la DSF como una solución crítica y rentable para garantizar la fiabilidad y la seguridad del sistema, añadiendo objetivos específicos de DSF al PNIEC y llevando a cabo una revisión del “acceso al mercado” (Route to Markets) en todos los mercados en España, junto con la creación de una hoja de ruta nacional con KPIs e hitos concretos tal y como se recomienda desde Europa para los objetivos del PNIEC³⁸.

³⁷ Para SRAD, existe una propuesta de la CNMC de cambiar el P.O 7.5 de REE y eliminar el tamaño mínimo de CUPS, permitiendo agregaciones de más de 1 MW de cualquier tamaño de CUPS. [https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/1_DCOOR_DE_005_25_Resolucion.pdf].

³⁸ Dicha revisión tendría como objetivo identificar y priorizar las barreras a la participación de la flexibilidad de la demanda, establecer un enfoque para eliminarlas y establecer plazos para ello. Un indicador clave del éxito sería observar un aumento sustancial en el volumen de la flexibilidad de la demanda que participa en todos los mercados de España. Véase, por ejemplo, el documento preparado por National Energy System Operator «Demand Side Flexibility Routes to Market Review» [<https://www.neso.energy/document/349491/descargar>]

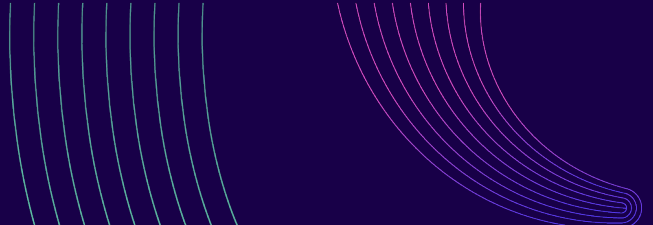
Asegurar que REE y los distribuidores estén incentivados a utilizar activamente la flexibilidad cuando esta conlleve una reducción de los costes del sistema, mediante el rediseño de sus esquemas de remuneración, pasando de un enfoque centrado en CAPEX a un enfoque basado en TOTEX³⁹.

Al adoptar estas medidas, España podrá habilitar el despliegue completo de la DSF, con un potencial de ahorro anual para los consumidores de 2.500 millones de euros para 2030. Estos ahorros provendrían de una disminución en los costes de la electricidad y de una reducción en las inversiones en infraestructura de red. A nivel individual, la DSF podría generar ahorros medios anuales de 95 € por punto de medida, beneficiando directamente a los consumidores.

Además, la DSF tiene la capacidad de reducir hasta en un 73% los vertidos de energías renovables, permitiendo un uso más eficaz de los abundantes recursos solares y eólicos del país y posicionando a España como un referente a nivel europeo y global. Al optimizar el uso de la generación renovable y reducir la dependencia de la generación térmica, la DSF también podría contribuir a una **reducción anual de 1,2 millones de toneladas de emisiones de CO₂.**

Estos resultados subrayan la importancia de eliminar las barreras actuales de mercado y regulatorias para desbloquear todo el potencial de la DSF y respaldar la transición de España hacia un sistema energético más sostenible y eficiente en costes.

³⁹ “En Julio 2025, la CNMC abrió a audiencia pública la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, proponiendo un modelo centrado en la inversión en TOTEX. Actualmente el segundo trámite de audiencia pública se ha cerrado. [<https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/circular-metodologia--distribucion-electrica-segunda-audiencia>]”

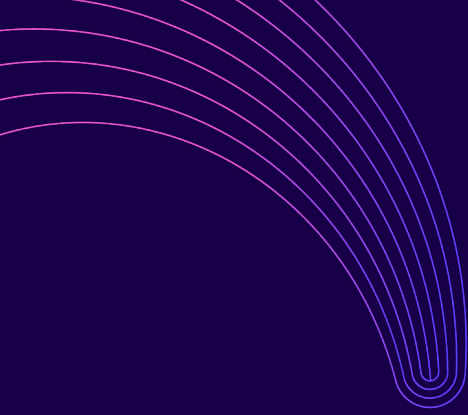


7

Glosario de términos

- aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve) o **reserva secundaria**: Un tipo de reserva de frecuencia utilizada para equilibrar las desviaciones entre la generación y la demanda.
- BESS BTM (**Sistemas de almacenamiento** de energía de batería detrás del contador): Sistemas de almacenamiento de energía ubicados en el lado del cliente del contador de electricidad.
- BTM (Detrás del **contador**): Se refiere a los recursos o dispositivos ubicados en el lado del cliente del contador de electricidad.
- CNMC (**Comisión Nacional** de los Mercados y la Competencia): La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, organismo regulador español de los mercados energéticos.
- CUPS: El CUPS (Código Universal de **Punto de Suministro**) es un número de identificación único asignado a cada punto de suministro eléctrico en España. Lo utilizan las distribuidoras y comercializadoras de electricidad para identificar y gestionar las conexiones, garantizando una facturación precisa y la gestión del servicio. El CUPS no cambia, aunque se cambie de comercializadora.
- **Vertidos de renovables**: La reducción de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables debido a la congestión de la red o al exceso de oferta.
- DFS (Servicio de **Flexibilidad de Demanda**): Un servicio del Operador Nacional del Sistema Energético (NESO) (Reino Unido) que recompensa a los usuarios por reducir el consumo de electricidad durante los períodos pico.
- DNO (Operador de **red de distribución**): La empresa responsable de gestionar y mantener la red de distribución eléctrica local.
- DSF (**flexibilidad del lado de la demanda**): La capacidad de los usuarios de energía para modificar sus patrones de consumo, generación o almacenamiento en respuesta a las señales del mercado o de la red.
- DSO (Operador del **sistema de distribución**): Entidad responsable de gestionar la red de distribución y garantizar su estabilidad.
- **Contención dinámica**: Un producto de respuesta de frecuencia rápida NESO en GB que proporciona una respuesta de frecuencia de subsegundos "después de la falla", es decir, después de que la frecuencia supera límites superiores/inferiores específicos.
- FCR (Frequency Containment Reserve) o **reserva primaria**: Un tipo de reserva utilizada para estabilizar las fluctuaciones de frecuencia en la red eléctrica.
- Flexibilidad implícita: Ajuste del consumo de los usuarios como respuesta a señales de precios o tarifas dinámicas ofrecidas por comercializadoras.
- **Flexibilidad explícita**: Participación activa y directa de los consumidores en mercados de flexibilidad, generalmente mediante agregadores o comercializadoras que actúan como agregadores.
- **Mercados locales de flexibilidad**: Mercados gestionados por los operadores de red de distribución para comprar y vender flexibilidad de manera localizada, con el fin de aliviar congestiones y optimizar la red
- mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve) o **reserva terciaria**: Un tipo de reserva de frecuencia que se activa manualmente para equilibrar la oferta y la demanda.

- **MITECO** (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico): El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España.
- **NESO** (Operador del Sistema Eléctrico Nacional): La entidad responsable de gestionar el sistema eléctrico nacional (en el Reino Unido).
- **OMIE**: Es el operador designado del mercado eléctrico para la gestión de los mercados diarios e intradiarios de electricidad de la Península Ibérica.
- **PNIEC** (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima): El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España.
- **PV** (fotovoltaica): Relativo a la conversión de luz en electricidad mediante células solares.
- **REE** (Red Eléctrica de España): El Operador del Sistema de Transporte español.
- **RES** (Fuentes de Energía Renovables): Fuentes de energía que se reponen de forma natural, como la solar, la eólica y la hidroeléctrica.
- **RR** (Replacement reserves): Una reserva utilizada para reemplazar otras reservas o para equilibrar desviaciones a largo plazo en la oferta y la demanda.
- **RRTT** (Restricciones Técnicas): Restricciones técnicas del mercado eléctrico de España.
- **Servicios de ajuste**: Mercados y mecanismos que permiten equilibrar en tiempo real la oferta y la demanda de electricidad, incluyendo reservas de frecuencia, restricciones técnicas y servicio de respuesta activa de la demanda
- **SRAD** (Servicio de Respuesta Activa de la Demanda): Subasta de Respuesta a la Demanda en España.
- **TOTEX**: Un enfoque combinado de gastos operativos y de capital para la regulación.
- **TSO** (Operador del Sistema de Transmisión): Entidad responsable de gestionar la red de transmisión de alto voltaje.
- **VPP** (Central Eléctrica Virtual). Una red de unidades generadoras de energía descentralizadas y de escala media, como fuentes de energía renovables, sistemas de almacenamiento de energía o demanda flexible.



8

Apéndice

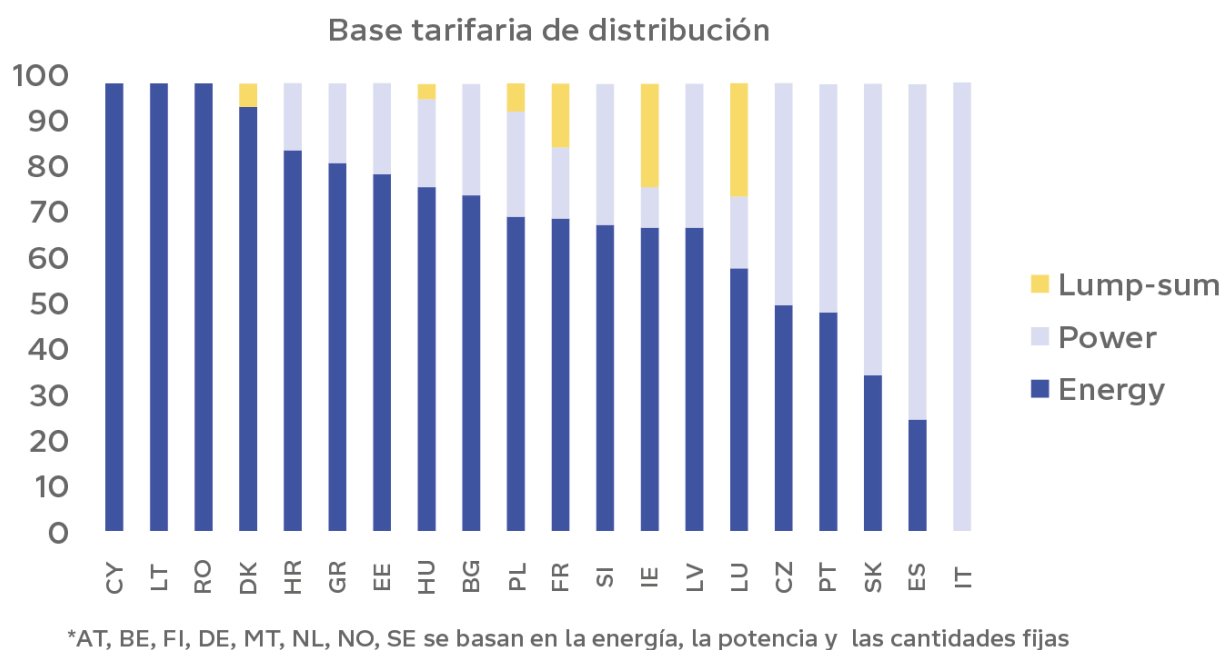


Figura 10. Estructura de los peajes de distribución por países.

Fuente: ACER⁴⁰

⁴⁰ ACER [<https://frsyningstilsynet.dk/Media/638242293242662586/acer-kick-off-oplaeg-energiseminar-forsyningstilsynet.pdf>]

Servicio	Unidades elegibles	Despacho	Min. Oferta (MW)	FAT (Full Activation Time)	Activación mínima	Barreras clave para DSF/Agregación
FRC (Reg. Primária)	No es un mercado, servicio obligatorio y no remunerado					
aFRR (Reg. Secundaria)	Unidades de programación en BSP de 100 MW. Generación, almacenamiento y agregación de demanda permitidos.	A diario	1 MW	<5 minutos	15 minutos	Se requiere BSP de 100 MW
mFRR (Reg. Terciario)	Generación, almacenamiento y agregación de demanda permitidos	Tiempo real	1 MW	12,5 minutos	15-30 minutos	Datos estructurales necesarios para consolidar una unidad de demanda. Falta de pagos por capacidad.
RR (Reserva de reemplazo)⁴¹	Generación, almacenamiento y agregación de demanda permitidos	Tiempo real	1 MW	15 minutos	15 minutos	Datos estructurales necesarios para consolidar una unidad de demanda. Falta de pagos por capacidad.
SRAD⁴²	CUPS >1MW Se permite la agregación de almacenamiento y demanda	Subasta anual	1 MW	15 minutos	Máximo 3 horas/día	Alcance limitado (solo CUPS $\geq$ 1 MW). Mecanismo independiente de otros servicios de balance (se requiere cubrir un mínimo de horas al año; para 2025, un total de 4.371 horas).
Restricciones Técnicas (RRTT)	CUPS > 1MW Generación, almacenamiento y agregación de demanda local permitida	Diariamente y en tiempo real	1 MW local	Variable	Variable	Alcance limitado (solo CUPS $\geq$ 1 MW). Falta de señales de precios claras para una participación proactiva.
Servicio de soporte de voltaje	CUPS > 5MW conectados a la red de transporte. Generación, almacenamiento y agregación de demanda local permitida	Diariamente y en tiempo real	5 MW local	Variable	Variable	Alcance limitado (sólo CUPS conectados a la red de transporte y $\geq$ 5 MW)

Tabla 1: Resumen de los aspectos de la participación de los DSF en los Servicios Auxiliares Españoles (REE)

⁴¹El programa RR (TERRE) se eliminará a finales de 2025.

⁴²Para SRAD existe una propuesta de cambiar el P.O 7.5 y eliminar el tamaño mínimo de CUPS, permitir agregaciones de más de 1MW de cualquier tamaño de CUPS, reducir la duración de activación a 2 horas, reducir el FAT a 12,5 minutos e implementar subastas cada 6 meses cubriendo sólo la mitad del año. [https://www.cnmec.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/1_DCOOR_DE_005_2_5_Resolucion.pdf]

Tipo de mercado	España	Reino Unido	Francia	Italia	Alemania
Capacidad	Sí, solo medida de punto frontera ⁴³	No	No	No	N / A
TSO gestionado con antelación (p. ej. DA)	Sí, solo medida de punto frontera	No	No	N / A	No
TSO gestionado en tiempo real	Sí, solo medida de punto frontera	Sí, medida punto frontera o submetering	Sí, medida punto frontera o submetering ⁴⁴	Sí, medida punto frontera o submetering ⁴⁵	Sí, medida punto frontera o submetering ⁴⁶
DSO	N / A	No	No	No	N / A

Tabla 2: Comparativa entre los requisitos de medida en tiempo real para recursos pequeños de DSF

TSO gestionado en tiempo real	España	Francia	Alemania	Bélgica
FCR	N / A	10 segundos	4 segundos	N / A
aFRR	4 segundos	10 segundos	4 segundos	4 segundos
mFRR	12 segundos	5 minutos	1 minuto	15 minutos
Capacidad	12 segundos	No requerido	No requerido	No requerido

Tabla 3: Requisitos comparativos de granularidad de la medida para que recursos pequeños de DSF participen en los mercados de flexibilidad

⁴³Basado en la propuesta de mercado de capacidad [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/_layouts/15/Proyecto%20de%20Orden-24974.pdf].

⁴⁴El contador de activos se está probando en el marco de la «experimentación bajo medida NEBEF».

⁴⁵El contador de activos se está probando en el proyecto «Progetto ESI Resource Aggregation» [https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/consultazione-esi-resource-aggregation].

⁴⁶El contador de activos es aceptado para el piloto de redespacho de TransnetBW y el piloto de redespacho de Tennet

Infografía

La flexibilidad de la demanda, la clave del futuro

Flexibilidad de la demanda, la clave del futuro energético

La transición energética no va solo de producir más energía renovable, sino de usarla de forma más inteligente. Gracias a la **flexibilidad de la demanda (DSF)**, podemos sincronizar el consumo con la generación limpia, reduciendo la necesidad de recurrir a fuentes contaminantes.

La tecnología de Octopus Energy permite que cada persona forme parte de esta transformación, ayudando a equilibrar la red y acelerando la descarbonización con soluciones digitales sencillas y justas.

■ Barreras / → Propuestas

A pesar del gran potencial de la DSF, existen barreras significativas que dificultan su implementación en España

■ Diseños de mercados obsoletos y desincentivos económicos

- Permitir participación de recursos de < 1 MW en todos los mercados y eliminar tamaño mínimo de BSP de 100 MW

■ Obstáculos técnicos

- Permitir el *submetering* y reducir los requisitos de medición en tiempo real

■ Falta de regulación en los mercados de flexibilidad

- Implementar mercados de flexibilidad locales y crear mercado de reserva primaria

■ Marco de políticas incompleto

- Incluir objetivos claros de DSF en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)

Beneficios de la DSF

La flexibilidad de la demanda ofrece beneficios que pueden transformar tanto el sistema eléctrico como la experiencia de los consumidores

Cifras previstas para 2030

03 | Participación activa de los consumidores

Ahorros para propietarios de vehículos eléctricos

45 €
ANUALES

01 | Ahorros económicos

Ahorros totales para el sistema

2.500 M€

Ahorro en la infraestructura de la red

433 M€
ANUALES

Ahorro para todos los consumidores

95 €
ANUALES

02 | Menos emisiones de carbono

Mayor integración de renovables

7 TWh
ANUALES

Reducción de emisiones de CO₂

-1,2 MtCO₂
ANUALES

Ejemplos prácticos

Intelligent Octopus Go

Optimizamos la carga de vehículos eléctricos, ahorrando hasta un 70 % en las facturas eléctricas

Cientes
(% sobre el total de cartera)

GRAN BRETAÑA

+270k

ESPAÑA

+3k

Saving Sessions / Power-ups / Free electricity sessions

Activamos la respuesta manual de nuestros clientes, a reducir o aumentar su consumo según las necesidades del sistema

Cientes
(% sobre el total de cartera)

GRAN BRETAÑA

+1,6M

ESPAÑA

+55k

Power Pack

Ofrecemos una solución de gestión de Vehicle-to-grid. Esta tecnología permite que los vehículos eléctricos no solo se carguen, sino que también puedan exportar electricidad a la red

GRAN BRETAÑA

+880 £

AHORRO ANUAL PARA
CLIENTES DE POWER PACK

