

# ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO

Diagnóstico de la situación en España y  
propuestas para acelerar la descarbonización  
y la competitividad energética

[www.entra-coalicion.com](http://www.entra-coalicion.com)

**Abril. 2026**

# ÍNDICE

<b>1. Resumen ejecutivo .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Introducción .....</b>	<b>5</b>
<b>3. Almacenamiento distribuido y autoconsumo: Marco regulatorio y desarrollo del BTM.....</b>	<b>6</b>
<b>3.1 Desarrollo técnico y operativo .....</b>	<b>7</b>
<b>3.2 Condiciones económicas y regulatorias .....</b>	<b>7</b>
<b>3.3 Impacto en la flexibilidad del sistema eléctrico .....</b>	<b>8</b>
<b>3.4 Novedades habilitadoras para BtM .....</b>	<b>8</b>
3.4.1 Almacenamiento distribuido como modalidad regulada.....	8
3.4.2 Exención de peajes y cargos en la recarga del BtM .....	8
3.4.3 Autoconsumo colectivo “con excedentes compartidos” .....	9
3.4.4 Gestor de autoconsumo (rol “agregador” operativo).....	9
3.4.5 Ampliación a 5 km y “doble asociación” .....	9
3.4.6 Panel de autoconsumidores.....	9
3.4.7 V2G como caso específico.....	9
<b>3.5 Perspectivas de despliegue.....</b>	<b>10</b>
<b>4. Regulación primaria y el papel del almacenamiento.....</b>	<b>11</b>
<b>4.1 ¿Qué es la regulación primaria? .....</b>	<b>11</b>
4.1.1 Marco normativo y requisitos técnicos .....	11
4.1.2 Diseño histórico y limitaciones actuales.....	12
4.1.3 El papel del almacenamiento .....	12
4.1.4 Perspectiva de futuro .....	13
<b>4.2 Tecnologías de almacenamiento aplicables a la regulación primaria .....</b>	<b>13</b>
4.2.1 Baterías electroquímicas (litio, sodio y flujo).....	13
4.2.2 Almacenamiento térmico Power-to-Heat (ETES ).....	14
<b>5. Flexibilidad del sistema eléctrico .....</b>	<b>14</b>
<b>5.1 ¿Qué es la flexibilidad y por qué es estratégica? .....</b>	<b>14</b>
<b>5.2 Antecedentes metodología europea: informes de ENTSO-E y ACER.....</b>	<b>15</b>

5.3	La evaluación de necesidades de flexibilidad que establece la regulación europea.....	16
5.4	Implicaciones para el almacenamiento y la planificación de la flexibilidad ..	18
5.5	Enlace con políticas nacionales y visión estratégica .....	18
5.6	Incremento de la penetración de renovables .....	19
5.7	Reducción de vertidos y costes marginales.....	19
5.8	Mejora de la estabilidad y la seguridad del sistema .....	20
5.9	Ahorros estructurales y eficiencia operativa.....	20
5.10	Valor añadido: fiabilidad, velocidad y calidad del servicio .....	21
5.11	Reconocimiento del valor de la flexibilidad en el contexto nacional.....	21
5.12	Papel estratégico del almacenamiento energético y su alineación con políticas nacionales .....	22
6.	<i>Lecciones de otros países .....</i>	22
6.1	Casos de éxito en integración de baterías con renovables.....	23
6.2	Potencia flexible contratada (ejemplo: modelo holandés) .....	23
6.3	Contratos flexibles de uso fuera de horas pico (ejemplo: TenneT Países Bajos) 24	
6.4	Aplicación directa al Power-to-Heat.....	25
6.5	Casos europeos de referencia.....	25
6.5.1	Reino Unido.....	25
6.5.2	Países Bajos.....	25
7.	<i>Propuestas para la implantación de almacenamiento en España.....</i>	26
7.1	España – situación actual (2024-2026).....	26
7.2	Palancas regulatorias y de mercado a desarrollar en España .....	27
7.2.1	Subastas específicas de flexibilidad no fósil .....	28
7.2.2	Ajustes regulatorios y fiscales .....	28
7.3	Integración en compras públicas y financiación verde .....	29
8.	<i>Conclusiones .....</i>	29

# 1. RESUMEN EJECUTIVO

El documento “**Almacenamiento distribuido. Diagnóstico de la situación en España y propuestas para acelerar la descarbonización y la competitividad energética**” analiza el papel estratégico del almacenamiento energético —especialmente las baterías eléctricas y el almacenamiento térmico— en la transformación del sistema eléctrico español.

En un contexto de rápida electrificación, alta penetración renovable e interconexión internacional aún limitada, el almacenamiento energético —y particularmente el almacenamiento distribuido detrás del contador **Behind-the-Meter (BtM)**— se perfila como un elemento clave para garantizar la flexibilidad, estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

El almacenamiento BtM permite **acumular excedentes renovables, desplazar consumo en el tiempo y reducir vertidos de energía limpia**, contribuyendo a optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico y a mejorar la competitividad energética de hogares, empresas e industrias. Asimismo, mediante mecanismos de **agregación de recursos distribuidos**, múltiples instalaciones pueden coordinarse para participar en mercados eléctricos y prestar servicios al sistema, transformando al consumidor en un **prosumidor activo**.

En el plano regulatorio, el marco vigente basado en el **Real Decreto 244/2019** no reconoce plenamente al almacenamiento como recurso autónomo ni habilita de forma clara la exportación de energía desde baterías BtM no asociadas a generación renovable. Esta limitación ha dificultado el desarrollo de modelos de negocio basados en flexibilidad distribuida.

En este contexto, la aprobación del **Real Decreto 88/2026**, que establece el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica, introduce avances relevantes al reconocer jurídicamente la figura del **agregador independiente** y establecer el marco básico para su participación en el mercado eléctrico. No obstante, su implementación efectiva dependerá del desarrollo de procedimientos operativos, mecanismos de liquidación y adaptación de los sistemas de mercado y operación del sistema.

Paralelamente, el proyecto de reforma del régimen de autoconsumo plantea reconocer el almacenamiento distribuido como modalidad regulada de autoconsumo, habilitando su acceso al mecanismo de compensación de excedentes, introduciendo posibles exenciones de peajes y cargos para la energía almacenada y creando nuevas figuras operativas como el gestor de autoconsumo. Estas medidas pueden facilitar el despliegue de baterías BtM y de soluciones de flexibilidad asociadas al vehículo eléctrico (V2G).

A nivel europeo, la reforma del diseño del mercado eléctrico (EMDR, Reglamento UE 2024/1747) y la metodología de evaluación de necesidades de flexibilidad desarrollada por **ACER y ENTSO-E** obligarán a los Estados miembros a evaluar sus necesidades de flexibilidad antes de julio de 2026 y a definir objetivos indicativos para recursos flexibles, incluyendo almacenamiento y respuesta de la demanda. En paralelo, el **Reglamento de Baterías (UE) 2023/1542** introduce nuevos estándares de sostenibilidad, trazabilidad y circularidad para el desarrollo del sector.

El documento analiza asimismo el potencial del almacenamiento energético en servicios de estabilidad del sistema, como la regulación primaria de frecuencia, donde tecnologías como las baterías electroquímicas pueden aportar respuestas rápidas y precisas, actualmente infrautilizadas debido a la ausencia de mecanismos retributivos específicos.

A partir del análisis del marco regulatorio y de experiencias internacionales —particularmente en Reino Unido, Países Bajos, Alemania o Estados Unidos— el documento identifica diversas **palancas regulatorias y de mercado** para acelerar el despliegue del almacenamiento en España, entre ellas:

- el desarrollo de **mercados de flexibilidad y agregación de recursos distribuidos**,
- la introducción de **subastas específicas de flexibilidad no fósil**,
- la adaptación del marco de peajes y cargos para incentivar el almacenamiento,
- el impulso de **conexiones flexibles** y nuevos modelos de acceso a la red,
- y la integración del almacenamiento en programas de financiación pública y mecanismos de inversión verde.

El análisis concluye que el almacenamiento distribuido constituye **un recurso estratégico para la transición energética**, con capacidad para reducir costes sistémicos, mejorar la estabilidad de la red y facilitar la integración masiva de energías renovables.

---

## Participantes Trabajo-3 GT Almacenamiento

**Participantes:** Estabanell, Endesa, sonnen, Agrienergía, Octopus Energy, Build to Zero, Edinor, Bamboo Energy, Vector Energy, Bon Preu.

**Autores:** Ramon Gallart, Vanessa Ahnert, Gorka Martí, Narcís Roca, Anna Casas, Sergio Gonzalez, Iker Marino, Juan Carlos Hernández, Pere Baucells.

**Dirección ejecutiva:** olivoENERGY

## 2. INTRODUCCIÓN

España se encuentra en una fase decisiva de transición energética, marcada por tres vectores principales:

1. **Descarbonización** acelerada de la economía.
2. **Electrificación** de sectores como transporte, calefacción y procesos industriales.
3. Necesidad de **garantizar seguridad de suministro** en un sistema con elevada penetración de renovables y limitada capacidad de interconexión.

El PNIEC<sup>1</sup> fija un objetivo del **81 % de generación eléctrica renovable en 2030**, con 76 GW fotovoltaicos y 62 GW eólicos. Sin embargo, el propio plan advierte que, sin suficientes recursos de flexibilidad y almacenamiento, **podrían perderse hasta 21 TWh** anuales de energía renovable, encareciendo el sistema y ralentizando la descarbonización.

La limitada interconexión internacional implica que España debe **resolver internamente** el equilibrio oferta-demanda. Históricamente, esta flexibilidad la aportaban centrales térmicas; su retirada progresiva hace necesario un nuevo conjunto de recursos, entre los que el **almacenamiento energético** (especialmente baterías) ocupa un lugar central.

El PNIEC contempla **22,5 GW de almacenamiento en 2030**, de los cuales alrededor de 10 GW serían baterías, incluyendo **1,6 GW detrás del contador (BtM)**. Estas baterías, tanto *front-of-the-meter* (FOM) como BtM, proporcionan:

- Flexibilidad instantánea para absorber y liberar energía.
- Reducción de vertidos renovables y de restricciones técnicas.
- Empoderamiento del consumidor mediante agregadores y esquemas de participación en mercados.
- Diversificación tecnológica (litio, sodio, flujo, almacenamiento térmico *Power-to-Heat*<sup>2</sup>, etc.).
- Un mayor aprovechamiento de las redes eléctricas existentes.
- Potencia eléctrica, clave en un contexto de electrificación (red insuficiente, vehículo eléctrico, industria, etc.).

No obstante, el despliegue de almacenamiento, especialmente en el ámbito distribuido, se enfrenta todavía a **barreras regulatorias y de mercado** por lo que es necesario un marco que:

- Reconozca explícitamente el **valor del almacenamiento como recurso distribuido**.

<sup>1</sup> [www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec](http://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec)

<sup>2</sup> [www.phoenixcontact.com/es-es/empresa/all-electric-society/power-to-heat](http://www.phoenixcontact.com/es-es/empresa/all-electric-society/power-to-heat)

- Permita que consumidores y comunidades energéticas participen en mercados de flexibilidad con reglas claras.
- Ofrezca **señales económicas estables** que reduzcan la incertidumbre para hogares, empresas e inversores.

Sobre esta base, el informe **“Rol generador-consumidor sobre almacenamiento”** también elaborado por el GT de Almacenamiento, ya destacó el papel del **prosumidor** y del almacenamiento BtM como catalizadores de la participación en los mercados eléctricos. El presente informe da un paso más, relacionando la evolución normativa reciente (propuesta de modificación del **RD 244/2019**, **EMDR**, metodología **ACER/ENTSO-E**, Directiva de redes, etc.) con propuestas concretas para que España despliegue **almacenamiento distribuido** a la escala y velocidad necesarias.

### 3. ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO Y AUTOCONSUMO: MARCO REGULATORIO Y DESARROLLO DEL BTM

El Proyecto de Real Decreto<sup>3</sup> por el que se modifican determinados aspectos relativos al autoconsumo de energía eléctrica y de impulso al almacenamiento distribuido, pretende marcar un punto de inflexión en el desarrollo del almacenamiento distribuido (BtM), incluyendo V2G, en España.

El desarrollo del almacenamiento distribuido detrás del contador (**Behind-the-Meter, BtM**) representa un elemento clave para la transición energética y la gestión de la flexibilidad del sistema eléctrico. En este contexto, el proyecto de Real Decreto destinado a modificar determinados aspectos del autoconsumo eléctrico pretende marcar un punto de inflexión en el despliegue del almacenamiento distribuido en España.

La propuesta normativa avanza hacia **el reconocimiento del almacenamiento como modalidad regulada de autoconsumo**, equiparándolo jurídicamente a las instalaciones de generación a efectos administrativos, técnicos y económicos. Este reconocimiento permitiría que la energía vertida a la red desde sistemas de almacenamiento pueda acogerse al **mecanismo de compensación simplificada**, superando la visión tradicional del almacenamiento como un mero complemento técnico de la generación y dotarlo de identidad regulatoria propia.

Este cambio regulatorio facilitaría el despliegue de baterías detrás del contador en los sectores **residencial, comercial e industrial**, permitiendo su operación tanto para optimizar el autoconsumo como para aportar flexibilidad al sistema eléctrico.

---

<sup>3</sup> <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/anexos/aeip-autoconsumo-2025>

## 3.1 DESARROLLO TÉCNICO Y OPERATIVO

Desde el punto de vista técnico, el almacenamiento distribuido podría integrarse en las instalaciones de autoconsumo mediante esquemas de operación **modulares y bidireccionales**, permitiendo que las baterías funcionen tanto en modo autoconsumo como en modo de prestación de servicios al sistema, en función de las señales de precio y de las necesidades de la red.

Para garantizar la correcta asignación económica de los flujos energéticos, será necesario desarrollar **sistemas avanzados de medición y trazabilidad energética**, capaces de diferenciar la energía autogenerada, almacenada, consumida y exportada a la red.

Asimismo, el proyecto normativo introduce mecanismos destinados a simplificar la gestión de estas instalaciones, entre ellos la creación del **gestor de autoconsumo**, una figura que actuará como representante de los consumidores ante distribuidoras y comercializadoras, facilitando la coordinación de instalaciones colectivas y la gestión administrativa de los sistemas de autoconsumo con almacenamiento.

La propuesta también amplía las posibilidades del **autoconsumo colectivo**, introduciendo la modalidad de “excedentes compartidos” y ampliando la distancia máxima entre instalaciones hasta **5 km en determinados supuestos**, lo que abre nuevas oportunidades para proyectos de almacenamiento comunitario y para instalaciones industriales o en polígonos empresariales.

## 3.2 CONDICIONES ECONÓMICAS Y REGULATORIAS

El proyecto normativo incorpora también medidas destinadas a mejorar la viabilidad económica del almacenamiento distribuido. Entre ellas destaca la **exención de peajes y cargos para la energía utilizada en la recarga de sistemas de almacenamiento**, siempre que se disponga de equipos de medida adecuados que permitan identificar correctamente los flujos energéticos.

No obstante, la redacción actual plantea algunas cuestiones regulatorias que requieren mayor clarificación. En particular, persisten dudas sobre las condiciones en las que el almacenamiento puede **cargarse desde la red**, especialmente en configuraciones en las que la batería no está directamente asociada a una instalación de generación o no puede agruparse con el consumidor correspondiente.

La normativa vigente establece que las instalaciones de generación solo pueden consumir energía de la red para abastecer sus **servicios auxiliares de producción**, lo que genera una situación jurídica ambigua para la carga de baterías desde la red. Por ello, sería necesario aclarar explícitamente que los contratos de suministro asociados a estos servicios puedan incluir la energía destinada a la recarga del almacenamiento.

## 3.3 IMPACTO EN LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El reconocimiento del almacenamiento BtM como activo regulado abre la puerta a que estos recursos contribuyan de forma activa a la **gestión de la flexibilidad del sistema eléctrico**. Las baterías distribuidas pueden ayudar a reducir picos de demanda, integrar mayores volúmenes de generación renovable y mejorar la eficiencia del uso de la red.

Además, el desarrollo de esquemas **de agregación de recursos distribuidos** permitiría que conjuntos de baterías domésticas, industriales o incluso vehículos eléctricos con capacidad **Vehicle-to-Grid (V2G)** participen en mercados de flexibilidad y en servicios de balance del sistema.

En este contexto, el vehículo eléctrico se perfila como una extensión natural del almacenamiento distribuido, permitiendo desplazar consumos, aportar servicios de balance y contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico.

**Mensaje clave:** Actualmente, en España no existen mercados locales de flexibilidad, mientras que países como Reino Unido o Francia ya los han implementado con éxito.

## 3.4 NOVEDADES HABILITADORAS PARA BTM

### 3.4.1 ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO COMO MODALIDAD REGULADA

El RD permite configurar cualquiera de las modalidades de autoconsumo con instalaciones de almacenamiento asociadas al consumidor, tratándolas como si fueran generación a efectos de tramitación, medida y régimen económico (compensación incluida). Define la energía neta horaria generada del almacenamiento (bruta menos consumida) y su asignación individualizada en colectivos.

### 3.4.2 EXENCIÓN DE PEAJES Y CARGOS EN LA RECARGA DEL BTM

Exención de peajes y cargos para la energía consumida por el almacenamiento con medida dedicada (equipo bidireccional) o, en su caso, con estimación de la exención equivalente a la energía excedentaria cuando solo exista un equipo de medida y se trate de un almacenamiento en red interior.

### 3.4.3 AUTOCONSUMO COLECTIVO “CON EXCEDENTES COMPARTIDOS”

Un consumidor principal con generación (y/o almacenamiento) en su red interior comparte únicamente excedentes con el resto, que pueden elegir su modalidad. Reduce costes de medida (no exige nuevo contador de generación neta para los asociados) y facilita baterías comunitarias gestionadas centralmente.

### 3.4.4 GESTOR DE AUTOCONSUMO (ROL “AGREGADOR” OPERATIVO)

Se incorpora el gestor de autoconsumo como representante de los consumidores asociados (comunicación con distribuidora/comercializadoras, altas y cambios, coeficientes, etc.). Profesionaliza la agregación en entornos BtM y reduce fricción administrativa, clave para escalar redes de baterías y V2G.

### 3.4.5 AMPLIACIÓN A 5 KM Y “DOBLE ASOCIACIÓN”

Hasta 5 km para instalaciones FV  $\leq 5$  MW sobre cubiertas/industrial en “próximas a través de red”. Si bien no se especifica si el almacenamiento distribuido no asociado a generación quedaría sujeto a esta distancia, sí que se ha incluido en el RDL 7/2026, para FV y EOL pero de nuevo no para almacenamiento.

Por otro lado, se permite que un consumidor puede combinar autoconsumo individual sin excedentes con otro colectivo a través de red. Abre esquemas híbridos (p. ej., industria + batería comunitaria del polígono). Esta modificación ha sido recientemente aprobada en la Ley 9/2025, de 3 de diciembre, de Movilidad Sostenible.

### 3.4.6 PANEL DE AUTOCONSUMIDORES

Mandato al Operador del Sistema para crear un panel con muestra representativa (por provincia, potencia, modalidad y disponibilidad de almacenamiento), para observabilidad y previsión. La digitalización pasa a ser requisito sistémico para la operación con alta penetración de BtM.

### 3.4.7 V2G COMO CASO ESPECÍFICO

El preámbulo del RD menciona explícitamente que el vehículo eléctrico podrá desplazar consumos y prestar servicios de balance, primer paso para V2G a escala. Además, integra la batería móvil en el paradigma BtM.

**Recomendación:** Permitir que el almacenamiento y los autoconsumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada puedan realizar ofertas de venta participando tanto en los mercados gestionados por el Operador del Mercado (mercado Diario e Intradía) como en los mercados gestionados por el Operador del Sistema (servicios de balance, permitiendo aprovechar al máximo la flexibilidad de los recursos distribuidos y su agregación, manteniendo la simplicidad en la gestión de cada al usuario final.

### **Necesidad de que el mecanismo de compensación simplificada pueda realizar ofertas de venta y aprovechar así la flexibilidad del pequeño consumidor con almacenamiento (artículo 14 del RD 244/2019)**

Las instalaciones de pequeño tamaño pueden acogerse a una modalidad de compensación simplificada. La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada no tiene la consideración de energía incorporada al sistema eléctrico y, en consecuencia, está exenta de satisfacer los peajes de acceso o el pago de un impuesto a la generación.

En la práctica este mecanismo simplifica muchísimo la valorización del excedente del autoconsumo ya que los que se acogen tienen relevantes incentivos al poder percibir el valor de la energía exportada a la red como un descuento en la factura de suministro (sin necesidad de declarar el ingreso) y no están sujetos a las obligaciones habituales de los productores de electricidad a efectos de obligaciones estadísticas y liquidación de impuestos o de tener un representante de mercado para gestionar la energía.

Sin embargo, tal como prevé el artículo 14 del RD 244/2019 esta modalidad de autoconsumo está excluida del sistema de ofertas por lo que no es posible que participe de forma activa como generación en los servicios de balance o futuros mercados locales y/o regulación de la energía excedentaria, limitando así la posibilidad de que un autoconsumidor con almacenamiento ofrezca su flexibilidad al sistema eléctrico salvo que renuncie expresamente al mecanismo de compensación simplificada (hecho que en la práctica no se va a producir, especialmente en el caso de autoconsumidores de pequeño tamaño y cuyo propietario sea una persona física ya que complica de forma muy significativa la operativa).

Por todo lo anterior, solicitamos que se desarrolle un mecanismo de gestión simplificada que permita aprovechar al máximo la flexibilidad de los recursos distribuidos y su agregación, manteniendo la simplicidad en la gestión de cada al usuario final y que incentive la inversión en autoconsumo y almacenamiento.

## **3.5 PERSPECTIVAS DE DESPLIEGUE**

En conjunto, estas medidas tienen el potencial de **transformar el autoconsumo con almacenamiento en un recurso activo del sistema eléctrico**, generando valor tanto para los consumidores como para los operadores del sistema.

No obstante, el éxito del nuevo marco dependerá de que se resuelvan algunos aspectos clave, entre ellos:

- La homogeneidad en el tratamiento regulatorio de las distintas configuraciones de almacenamiento,
- La claridad en las condiciones de operación y recarga de las baterías,
- La sostenibilidad económica de las exenciones regulatorias, y
- La integración efectiva del almacenamiento distribuido en los mecanismos de flexibilidad del sistema.

Si estos elementos se desarrollan adecuadamente, el almacenamiento BtM podrá consolidarse como un **pilar fundamental para la flexibilidad, estabilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico español**, facilitando la integración de energías renovables y el avance hacia un modelo energético más sostenible y resiliente.[VA1.1]

## 4. REGULACIÓN PRIMARIA Y EL PAPEL DEL ALMACENAMIENTO

### 4.1 ¿QUÉ ES LA REGULACIÓN PRIMARIA?

La **regulación primaria de frecuencia** es el primer nivel de respuesta automática del sistema eléctrico ante desequilibrios instantáneos entre generación y consumo. Su función es **estabilizar la frecuencia del sistema en torno a los 50 Hz durante los primeros segundos tras una perturbación**, actuando de manera descentralizada y sin necesidad de intervención del operador del sistema.

Cuando la demanda supera a la generación o viceversa, la frecuencia se desvía (por ejemplo, puede descender a 49,95 Hz). Ante esta situación, los recursos que prestan regulación primaria reaccionan automáticamente **en menos de 30 segundos**, ajustando su potencia de forma proporcional a la magnitud del desvío. Esta respuesta es **inmediata, local y continua mientras persista el desequilibrio**, lo que permite contener la caída o subida de frecuencia y ganar tiempo para que actúen mecanismos de control más lentos, como la regulación secundaria o terciaria.

#### 4.1.1 MARCO NORMATIVO Y REQUISITOS TÉCNICOS

En España, la regulación primaria está definida en el **Procedimiento de Operación (P.O.) 1.5 de Red Eléctrica de España (REE)**, que establece:

“Reserva de regulación primaria: margen de potencia en el que los generadores pueden modificar su potencia de forma automática y en ambos sentidos mediante su regulador de velocidad, ante un desvío de frecuencia.”

Los requisitos dinámicos que deben cumplir los recursos, alineados con las normas europeas de **ENTSO-E**, incluyen:

- Al menos **50 % de la potencia debe activarse antes de 15 segundos**.
- **El 100 % debe activarse antes de 30 segundos**, con respuesta progresiva y lineal.
- La actuación debe mantenerse mientras dure el desvío de frecuencia y ser simétrica (capacidad de aumentar o reducir potencia).

El **P.O. 7.1** añade que la regulación primaria es **un servicio complementario obligatorio y no remunerado** para los generadores síncronos acoplados a la red. En otras palabras, **centrales hidráulicas y térmicas deben disponer de margen de potencia y reguladores de velocidad activos para aportar esta reserva sin recibir compensación económica**.

## 4.1.2 DISEÑO HISTÓRICO Y LIMITACIONES ACTUALES

La regulación primaria fue concebida para un sistema dominado **por generación síncrona** (hidráulica, nuclear, térmica), cuya inercia y reguladores mecánicos permiten responder rápidamente a variaciones de frecuencia. Sin embargo, el mix eléctrico está cambiando: la penetración de energías renovables no síncronas (eólica, fotovoltaica) y la retirada de centrales térmicas reducen la capacidad inercial y el margen de regulación primaria disponible.

A pesar de que **nuevas tecnologías como el almacenamiento con baterías pueden cumplir de sobra los requisitos dinámicos —reacción en segundos, entrega y absorción de potencia flexible y precisa— actualmente no existe un marco retributivo que incentive su participación**. Esto limita la integración de recursos más modernos, que podrían reforzar notablemente la estabilidad del sistema.

## 4.1.3 EL PAPEL DEL ALMACENAMIENTO

El **almacenamiento energético**, especialmente mediante baterías de ion litio, puede jugar un papel clave en la regulación primaria gracias a varias características técnicas:

- **Velocidad de respuesta extremadamente alta:** las baterías pueden inyectar o absorber potencia prácticamente en milisegundos, superando con creces los tiempos exigidos (<30 s).
- **Flexibilidad bidireccional:** pueden aumentar la generación (descargando) o reducirla (cargando), ajustándose a la frecuencia en ambos sentidos.
- **Alta precisión:** la electrónica de potencia permite una respuesta proporcional y controlada, cumpliendo fácilmente la linealidad exigida.

- **Despliegue modular y escalable:** pueden instalarse en ubicaciones estratégicas para reforzar la estabilidad local de la red.

Sin embargo, el hecho de que la regulación primaria sea un servicio **obligatorio, pero no remunerado** hace que los proyectos de almacenamiento **no tengan un incentivo económico directo para ofrecerlo**. En mercados como el español, donde el servicio no está liberalizado ni retribuido, los operadores de baterías priorizan otros usos con retorno financiero, como el arbitraje energético o la participación en servicios complementarios remunerados (p. ej., regulación secundaria, terciaria o control de tensión).

#### 4.1.4 PERSPECTIVA DE FUTURO

La creciente desincronización del sistema eléctrico europeo y la necesidad de **contener rápidamente las desviaciones de frecuencia** podrían llevar a una revisión del marco regulatorio. En otros países europeos se están introduciendo **mercados de reserva de frecuencia primaria (FCR)** donde se remunera la disponibilidad y activación de recursos capaces de estabilizar la frecuencia.

Si España adoptara un esquema similar, el almacenamiento tendría un **papel de gran valor** al aportar una respuesta rápida, controlable y eficiente, contribuyendo a la seguridad del sistema eléctrico y facilitando la integración masiva de renovables.

## 4.2 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO APLICABLES A LA REGULACIÓN PRIMARIA

El almacenamiento es un recurso clave para la estabilidad de frecuencia, ya que puede actuar de forma rápida, flexible y controlada. Entre las tecnologías más relevantes destacan:

### 4.2.1 BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS (LITIO, SODIO Y FLUJO)

- **Velocidad de respuesta:** pueden reaccionar en milisegundos, muy por debajo de los 30 segundos exigidos para la regulación primaria.
- **Alta precisión:** su electrónica de potencia permite un seguimiento muy exacto de la consigna de frecuencia, con control dinámico y proporcional.
- **Flexibilidad bidireccional:** pueden inyectar energía a la red o absorberla en función de la dirección de la desviación de frecuencia.
- **Fiabilidad y modularidad:** diseño digital, escalable y fácil de adaptar a diferentes ubicaciones o necesidades de potencia.
- **Integración con movilidad eléctrica:** dentro de esta categoría se incluyen también las **baterías de vehículos eléctricos**. Estas pueden actuar como **cargas flexibles** (absorbiendo energía cuando el sistema lo necesita) y, en modelos con capacidad **Vehicle-to-Grid (V2G)**, incluso **inyectar energía a la red**, funcionando como baterías

distribuidas detrás del contador (BTM). Esta capacidad podría habilitar un gran volumen agregado de regulación primaria si se desarrollan mercados o marcos que incentiven su participación.

## 4.2.2 ALMACENAMIENTO TÉRMICO POWER-TO-HEAT (ETES<sup>4</sup>)

- **Modulación de consumo:** aunque no inyecta energía a la red, puede **variar su consumo eléctrico de forma muy rápida**, actuando como una **carga flexible inteligente**.
- **Respuesta dinámica:** sistemas con resistencias modulables electrónicamente pueden **aumentar o reducir la potencia absorbida en cuestión de segundos**, contribuyendo a estabilizar la frecuencia.
- **Capacidad bidireccional de demanda:** pueden absorber más o menos potencia según las necesidades del sistema.
- **Gran potencia y bajo coste:** instalaciones del orden de megavatios, con alta estabilidad, larga vida útil y costes de operación reducidos.
- **Potencial regulatorio:** hoy no participan directamente en regulación primaria, pero si la normativa permitiera la participación de consumos flexibles como recurso de estabilidad, podrían ser un actor clave por su capacidad de respuesta y su bajo coste.

# 5. FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En un contexto de creciente penetración de energías renovables variables y una mayor descentralización del sistema energético, la **flexibilidad del sistema eléctrico** se consolida como un elemento estructural indispensable para garantizar su seguridad, estabilidad y eficiencia. Este capítulo proporciona un marco conceptual que permite entender el papel estratégico de la flexibilidad y su vinculación con el almacenamiento energético, particularmente en el entorno distribuido y gestionado por el consumidor final.

## 5.1 ¿QUÉ ES LA FLEXIBILIDAD Y POR QUÉ ES ESTRATÉGICA?

La flexibilidad del sistema eléctrico se define como la capacidad del sistema para adaptarse de forma dinámica a los desequilibrios entre generación y demanda, así como a la disponibilidad de red, en múltiples escalas de tiempo, desde segundos hasta días, sin comprometer la seguridad de suministro ni la calidad del servicio.

---

<sup>4</sup> [Electro-thermal Energy Storage](#)

La creciente electrificación del consumo, la incorporación masiva de generación renovable no gestionable (como la solar fotovoltaica y la eólica), así como el surgimiento de nuevos modelos de participación del consumidor, exigen un cambio de paradigma en la operación del sistema, que debe contar con nuevos recursos flexibles. Estos recursos no solo comprenden la generación convencional modulable, sino también tecnologías como el almacenamiento, la gestión activa de la demanda (**Demand Side Flexibility - DSF**), la agregación de recursos distribuidos y la participación de los consumidores mediante señales de precio dinámicas.

La flexibilidad es, por tanto, una palanca estratégica para facilitar la transición energética, permitiendo:

- Integrar eficientemente una mayor cuota de energías renovables.
- Reducir las necesidades de refuerzo de red.
- Minimizar los costes del sistema a largo plazo.
- Garantizar un suministro eléctrico fiable y resiliente.

## 5.2 ANTECEDENTES METODOLOGÍA EUROPEA: INFORMES DE ENTSO-E Y ACER

ENTSO-E, en su informe *System Flexibility Needs for the Energy Transition* (diciembre 2024<sup>5</sup>), identifica tres grandes categorías de necesidades de flexibilidad, evaluadas mediante indicadores que permiten cuantificarlas:

- 1. Flexibilidad de larga duración ante escasez prolongada de renovables (vRES):**  
Evalúa períodos de cuatro o más días con baja generación renovable (fenómenos tipo Dunkelflaute). Estos eventos pueden generar una brecha energética equivalente al 15–20 % de la demanda, con picos de hasta el 35 %. La interconexión europea puede reducir el déficit agregado hasta un 4 % gracias a la cooperación transfronteriza.
- 2. Flexibilidad de larga duración por variabilidad de la demanda residual:**  
Analiza los cambios en la carga residual (demanda menos generación renovable) en horizontes de días y semanas. Se prevé que las rampas de carga se intensifiquen, llegando a triplicar los niveles actuales en algunos países para 2030, lo que aumentará los requerimientos de flexibilidad para mantener la estabilidad del sistema.
- 3. Flexibilidad de corta duración por errores de previsión intradía:**  
Las necesidades operativas en escalas horarias y subhorarias están condicionadas por errores de predicción de demanda y generación renovable.

Aunque se espera una mejora anual del 1% en la precisión de los modelos, el rápido crecimiento de la capacidad renovable compensará esa ganancia. La energía eólica seguirá mostrando mayor incertidumbre que la solar y, en algunos países, los errores de carga serán superiores a los de generación.

---

<sup>5</sup> [Report: System Flexibility Needs for the Energy Transition](#)

Por su parte, **ACER**, en el *Market Monitoring Report on Electricity Infrastructure* (diciembre 2024<sup>6</sup>), advierte que los retrasos en el desarrollo de redes locales, nacionales y transfronterizas - clave para integrar renovables y atender el aumento de demanda - ponen en riesgo los objetivos de descarbonización y seguridad de suministro.

También alerta de que gran parte de la capacidad de interconexión necesaria carece de inversiones planificadas, limitando el intercambio eficiente de flexibilidad entre países.

En *Unlocking Flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response* (abril 2025), ACER propone 12 acciones prioritarias para desbloquear la participación activa de la demanda. Entre ellas destacan:

- Mejorar las señales de precio mediante tarifas dinámicas.
- Facilitar el acceso de nuevos actores (p. ej., agregadores).
- Ampliar el despliegue de contadores inteligentes.

Estas medidas buscan aprovechar el potencial de recursos distribuidos —demanda gestionable, generación distribuida y almacenamiento— para aportar flexibilidad de manera ágil y descentralizada.

## 5.3 LA EVALUACIÓN DE NECESIDADES DE FLEXIBILIDAD QUE ESTABLECE LA REGULACIÓN EUROPEA

El artículo 19 del Reglamento 2024/1747<sup>7</sup> de Reforma del Diseño del Mercado Eléctrico (EMDR) establece que se realizará una evaluación de las necesidades de flexibilidad, conforme a la metodología que ha de aprobar ACER. Según esta metodología, la autoridad reguladora u otra autoridad designada por el país, adoptará un informe sobre las estimaciones de necesidades de flexibilidad para un período de, como mínimo, cinco a diez años siguientes.

En este sentido, el RDL 7/2025<sup>8</sup> designa a la Secretaría de Estado de Energía como autoridad designada que adoptará mediante resolución dicho informe, a propuesta del operador del sistema y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Por otro lado, el 28 de julio de 2025 ACER aprobó la metodología de evaluación de necesidades de flexibilidad desarrollada por ENTSO-E (*European Network for Transmission System Operators for Electricity*)<sup>9</sup> y la EU DSO Entity<sup>10</sup> (*EU Distribution System Operators Entity*). Los estados miembros deberán presentar en julio de 2026 la evaluación de sus

<sup>6</sup> [Market Monitoring Report on Electricity Infrastructure](#)

<sup>7</sup> [Reglamento 2024/1747](#)

<sup>8</sup> El RDL 7/2025 no fue convalidado en el Congreso de los Diputados, por lo que fue derogado con fecha 22 de julio de 2025

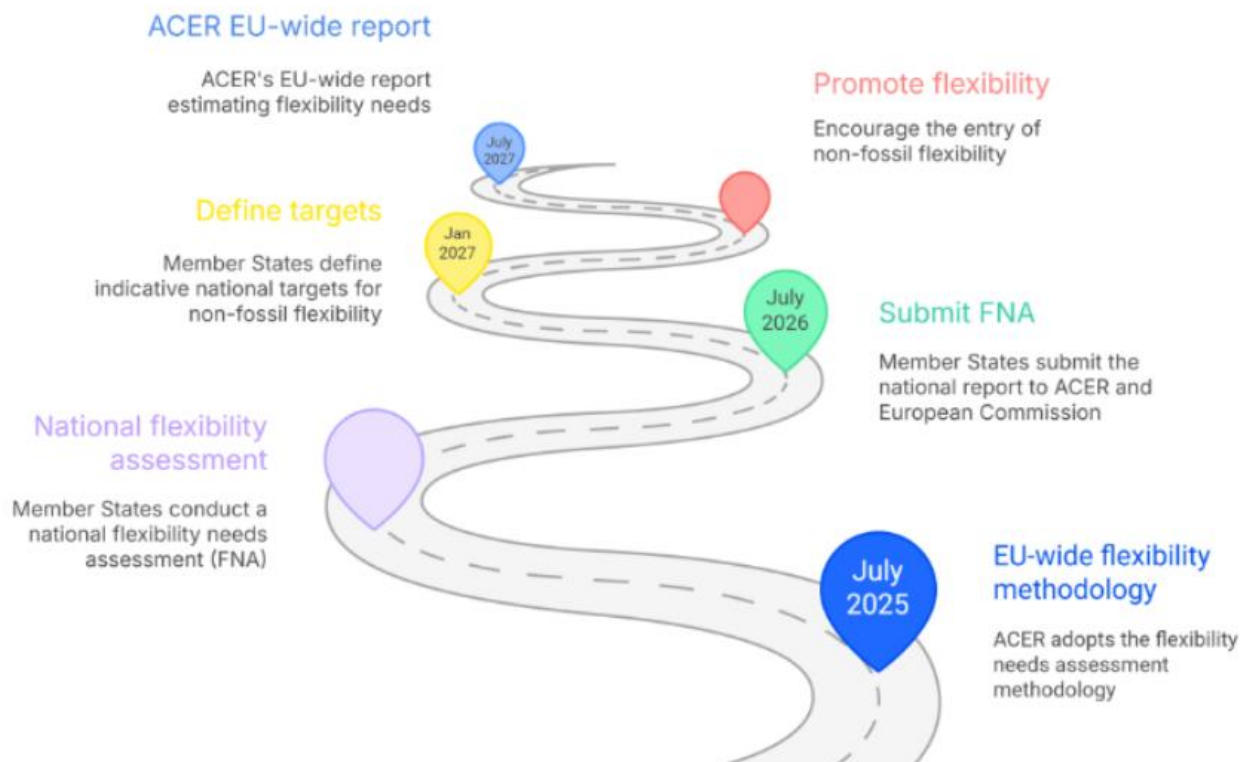
<sup>9</sup> [European Network for Transmission System Operators for Electricity](#)

<sup>10</sup> [EU DSO Entity](#)

necesidades de flexibilidad, en base a esta metodología. La metodología evalúa las necesidades de flexibilidad tanto desde el punto de vista del sistema (como nodo único) como de las redes. Se definen los siguientes indicadores de flexibilidad desde el punto de vista del sistema:

- **Necesidades para integración de energía renovable:** se evalúa como la flexibilidad necesaria para reducir los vertidos de tal modo que se alcancen los objetivos de renovables. Se evalúa la flexibilidad diaria, semanal y estacional.
- **Necesidades de rampa:** asociadas a la gestión de la rampa en periodos de 60 minutos o menos para suministrar la carga residual, teniendo en cuenta las unidades despachadas en el escenario de referencia y sus limitaciones técnicas.
- **Necesidades de flexibilidad a corto plazo:** asociada a los errores de predicción en el D-1 de la carga residual.

Estas necesidades del sistema son resultado del despacho económico del escenario de referencia y no tienen en cuenta las limitaciones de la red. Por lo tanto, para evitar una subestimación de las necesidades de flexibilidad total, es necesario un ajuste de las necesidades teniendo en cuenta las limitaciones de la red local. Para la evaluación de estas necesidades, la metodología hace hincapié en el escenario común a utilizar, así como la plantilla de las necesidades de flexibilidad, que permita armonizar los resultados de los distintos operadores de redes de distribución.



**Figure 1 - EU-wide methodology to assess national electricity flexibility needs Fuente ACER**

## 5.4 IMPLICACIONES PARA EL ALMACENAMIENTO Y LA PLANIFICACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD

Los Estados miembros deberán evaluar sus necesidades nacionales de flexibilidad antes de julio de 2026. Estas evaluaciones son tecnológicamente neutras y describen la flexibilidad requerida en términos de potencia, capacidad energética, disponibilidad y eficiencia, sin integrar el hecho de que un mismo recurso puede cubrir distintas necesidades.

En un plazo de seis meses tras la evaluación, los países deberán definir **objetivos nacionales indicativos** para recursos flexibles, especificando la contribución prevista de la respuesta de la demanda y del almacenamiento. Para alcanzarlos, podrán:

- Eliminar barreras de mercado existentes.
- Implementar mecanismos de apoyo a la flexibilidad no fósil (mercados de flexibilidad, pagos por capacidad disponible, mercados locales).
- Adaptar mecanismos de balance ya existentes para fomentar la participación de los recursos distribuidos, almacenamiento y demanda gestionable.

En este contexto, **el almacenamiento energético** —incluidas soluciones BtM— se perfila como un elemento estratégico para aportar flexibilidad en mercados de energía, servicios de ajuste y capacidad. Su despliegue, junto con el empoderamiento del consumidor, permitirá:

- Contener costes del sistema.
- Reducir la volatilidad de precios.
- Facilitar la integración masiva de energías renovables.
- Optimizar el uso de la red eléctrica

## 5.5 ENLACE CON POLÍTICAS NACIONALES Y VISIÓN ESTRATÉGICA

La estrategia europea ya se refleja en los planes energéticos nacionales. En España, **el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** y la **Estrategia de Almacenamiento Energético** prevén al menos **22,5 GW de capacidad de almacenamiento en 2030<sup>11</sup>**, incluyendo baterías distribuidas, como recurso clave de flexibilidad.

La actualización regulatoria impulsa:

- Mercados locales de flexibilidad.
- Acceso flexible a la red.
- La participación de nuevos actores (consumidores con capacidad de respuesta y almacenamiento detrás de contador).

---

<sup>11</sup> [Estrategia de Almacenamiento Energético](#)

- Esquemas de agregación independiente y precios dinámicos.

Esto permitirá abordar retos como:

- Congestionamiento en redes de distribución.
- Optimizar el uso de las redes eléctricas y contener los costes del consumidor.
- Desajustes entre producción renovable y consumo.
- Reducción de emisiones sin comprometer la seguridad de suministro.

La transición hacia un sistema más proactivo, distribuido y resiliente exige rediseñar el marco eléctrico y sus mercados, dejando atrás un enfoque centralizado y reactivo para habilitar nuevos modelos de negocio y maximizar el valor de recursos distribuidos como el almacenamiento.

## 5.6 INCREMENTO DE LA PENETRACIÓN DE RENOVABLES

El almacenamiento energético se ha convertido en una herramienta clave para impulsar la transición hacia un sistema eléctrico más sostenible. Su principal valor radica en convertir la generación renovable intermitente (como la solar y la eólica) en un recurso gestionable y predecible. Esto permite aprovechar excedentes que de otro modo se perderían por falta de consumo instantáneo, evitando el vertido de energía y maximizando el uso de recursos limpios.

La madurez de esta tecnología ya es evidente en mercados como California o Texas, donde los sistemas de almacenamiento funcionan de manera competitiva mediante arbitraje energético y prestación de servicios de red, sin necesidad de subsidios. En España y Europa, la nueva regulación recogida en el **RDL 7/2025 (derogado)** que introduce modificaciones en distintas normas vigentes (por ejemplo, en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, y en el Real Decreto 413/2014, entre otros), reconocía la utilidad pública del almacenamiento híbrido con generación renovable. Este avance normativo simplifica los trámites de conexión y posiciona al almacenamiento como pieza esencial para garantizar la evacuación de la energía renovable y su integración plena en el mix energético.

## 5.7 REDUCCIÓN DE VERTIDOS Y COSTES MARGINALES

La ausencia de capacidad de almacenamiento está generando ineficiencias económicas significativas. En junio de 2025, el coste mensual asociado a la resolución de restricciones técnicas ascendió al **16,61%** para el comercializador de referencia, **16,49%** en el mercado libre.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> [Informe Mensual OMIE - Junio 2025](#)

Este sobrecoste se debe a la necesidad de redespacho generación renovable barata cuando la red no puede absorberla, forzando la operación de tecnologías convencionales más caras y aumentando los costes marginales.

El despliegue de almacenamiento hibridado puede revertir esta situación: permite guardar los excedentes renovables en momentos de baja demanda y liberarlos cuando el sistema necesita energía, suavizando los precios, evitando episodios de precios negativos o nulos y reduciendo el gasto regulado asociado a estas restricciones.

## 5.8 MEJORA DE LA ESTABILIDAD Y LA SEGURIDAD DEL SISTEMA

La creciente penetración de renovables intermitentes está reduciendo la inercia natural del sistema eléctrico, comprometiendo su estabilidad. El almacenamiento puede actuar como sustituto parcial de la generación síncrona, proporcionando servicios críticos como control de frecuencia, inercia sintética y modulación rápida de potencia para responder ante variaciones bruscas.

En los últimos años se han impulsado reformas normativas que exigen mayores capacidades de respuesta dinámica, como la introducción de **Power System Stabilizers (PSS)**, **Power Oscillation Dampers (POD)** y mecanismos de respuesta rápida frente a fluctuaciones de tensión. En este nuevo marco, el almacenamiento emerge como un actor clave para amortiguar oscilaciones, reforzar el control de tensión y atender picos de demanda sin necesidad de activar generación fósil.

## 5.9 AHORROS ESTRUCTURALES Y EFICIENCIA OPERATIVA

El almacenamiento no solo aporta flexibilidad operativa, sino que también reduce la necesidad de inversiones costosas en infraestructuras de transporte y distribución. Al actuar como un recurso de flexibilidad localizado, puede absorber excesos de generación en zonas saturadas y aliviar tensiones en puntos críticos de la red, optimizando el uso de la infraestructura existente. Entre los beneficios económicos más relevantes se encuentran:

- **Maximizar el uso de las redes eléctricas** y reducir el coste unitario de los peajes de acceso a la red.
- **Menor dependencia de tecnologías fósiles de respaldo**, lo que reduce costes operativos y emisiones.
- **Optimización del despacho diario**, suavizando la curva de demanda y reduciendo medidas correctivas fuera de mercado como las restricciones técnicas.

- **Economías de escala y nuevos modelos de negocio**, gracias a la integración de soluciones avanzadas y la participación de agregadores de flexibilidad.
- **Reducción de inversiones estructurales**, al evitar refuerzos costosos en redes de transporte y distribución.

## 5.10 VALOR AÑADIDO: FIABILIDAD, VELOCIDAD Y CALIDAD DEL SERVICIO

Los sistemas de almacenamiento destacan por su **capacidad de respuesta ultrarrápida y precisa** frente a desviaciones de frecuencia, superando los límites mecánicos de la generación convencional. La electrónica de potencia y los algoritmos de control permiten seguir consignas con gran exactitud, mejorando la calidad del servicio y manteniendo la frecuencia cercana a su valor nominal.

Su **alta fiabilidad y disponibilidad**, derivada de la ausencia de elementos mecánicos complejos, y su **modularidad**, que facilita el escalado desde grandes plantas *front-of-meter* hasta soluciones distribuidas detrás del contador, aumentan la resiliencia del sistema. Además, pueden participar en esquemas de **black start**<sup>13</sup> y mantener el suministro en cargas críticas durante fallos de red, fortaleciendo la seguridad energética.

## 5.11 RECONOCIMIENTO DEL VALOR DE LA FLEXIBILIDAD EN EL CONTEXTO NACIONAL

En el marco de la transición energética y el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, **el Ministerio reconoce la flexibilidad como un recurso clave para optimizar el uso de la infraestructura de red, evitar inversiones innecesarias y facilitar la integración de energías renovables**, impulsada por la regulación europea (Reglamento 2024/1747 EMDR<sup>14</sup> y metodología ACER/ENTSO-E) que obligará a España a definir **objetivos nacionales de recursos flexibles antes de julio 2026**. La posibilidad de adaptar el consumo y la capacidad de conexión a las condiciones reales del sistema permite reducir la congestión, mejorar la eficiencia y abaratar costes tanto para los usuarios como para el conjunto del sistema eléctrico.

Para avanzar en esta dirección, se plantean **propuestas concretas que valoran y remuneran la flexibilidad**, inspiradas en modelos europeos ya implementados con éxito, como el de los Países Bajos.

El nuevo RD va en esa dirección: crea **nuevos modelos de autoconsumo colectivo (excedentes compartidos, conexión a dos autoconsumos, cambios mensuales de**

---

<sup>13</sup> [Esquemas black start](#)

<sup>14</sup> [Reglamento 2024/1747 EMDR](#)

coeficientes), que pueden facilitar que agregadores gestionen flexibilidad con **redes de baterías comunitarias** o individuales.

## 5.12 PAPEL ESTRATÉGICO DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO Y SU ALINEACIÓN CON POLÍTICAS NACIONALES

En este contexto, el **almacenamiento energético** —incluidas soluciones BtM— se consolida como una herramienta estratégica para proporcionar servicios de flexibilidad, tanto en mercados de energía como de ajuste o capacidad. Su despliegue, combinado con el empoderamiento de los consumidores, es esencial para:

- Contener costes del sistema.
- Reducir la volatilidad de precios.
- Facilitar la integración masiva de renovables.

**Mensaje clave:** La visión estratégica de la flexibilidad requiere un rediseño profundo del sistema eléctrico y sus mercados, pasando de un enfoque centralizado y reactivo a otro más proactivo, distribuido y resiliente, donde el almacenamiento —junto a la demanda gestionable— actúe como catalizador clave para un sistema descarbonizado y eficiente. Impacto del Almacenamiento en el Sistema Eléctrico.

## 6. LECCIONES DE OTROS PAÍSES

La experiencia internacional muestra que la integración de soluciones flexibles en los sistemas energéticos, como baterías acopladas a renovables, potencia flexible contratada, contratos de uso fuera de horas punta y aplicaciones *Power-to-Heat*, ha permitido a numerosos países optimizar la operación de sus redes, reducir costos y acelerar la transición energética. Diversos casos de éxito demuestran cómo estas herramientas mejoran la gestión de la variabilidad renovable, aumentan la resiliencia del sistema y crean nuevos modelos de negocio. En Europa, especialmente, se han consolidado referentes que ilustran el potencial técnico y económico de estas estrategias, ofreciendo aprendizajes valiosos para su adopción en otros mercados.

## 6.1 CASOS DE ÉXITO EN INTEGRACIÓN DE BATERÍAS CON RENOVABLES

**Australia:** Uno de los sistemas de baterías más grandes del mundo para estabilizar su red eléctrica.

**Alemania:** Pionera en almacenamiento de hidrógeno para alcanzar un mix 100 % renovable.

**Estados Unidos:** Estados como California y Texas han invertido en almacenamiento masivo para evitar cortes y maximizar la generación renovable.

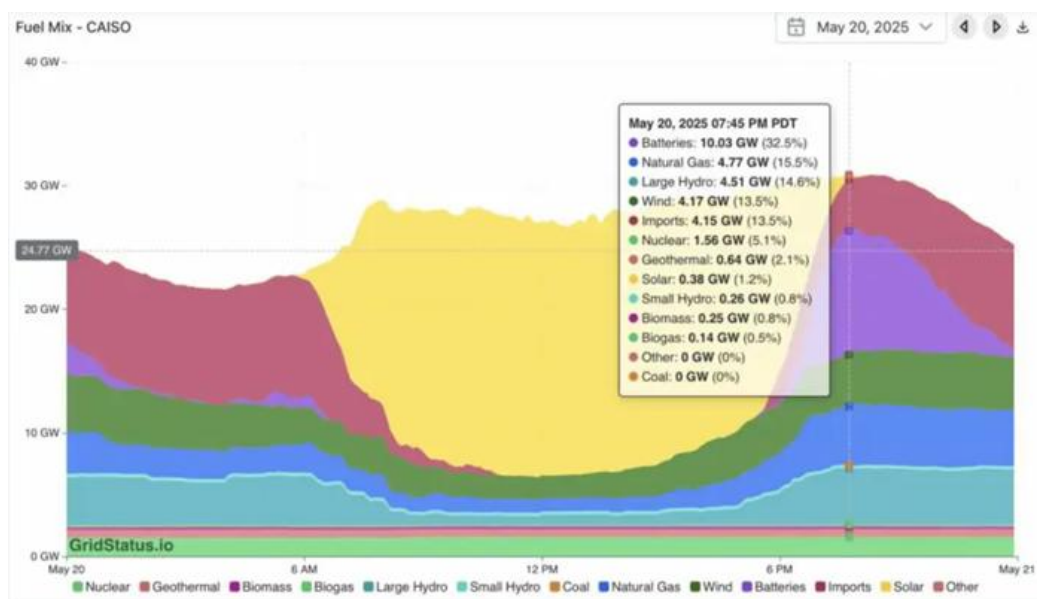


Figura 2 Gráfico diario sistema eléctrico de California, renovables + almacenamiento<sup>15</sup> ([www.gridstatus.io](http://www.gridstatus.io))

## 6.2 POTENCIA FLEXIBLE CONTRATADA (EJEMPLO: MODELO HOLANDÉS)

La **Autoridad de Consumidores y Mercados (ACM)**, en colaboración con los operadores de red agrupados en **Netbeheer Nederland**, ha propuesto la introducción de **dos nuevos tipos de derechos de transporte eléctrico**, complementarios a los contratos de capacidad fija existentes. Estos modelos están diseñados para aprovechar la flexibilidad de los usuarios y aliviar la congestión en la red:

<sup>15</sup> Blog “Potencia Verde”: [Almacenamiento de energía en baterías - California](#)

## 1. Derecho basado en el tiempo

Permite a los usuarios acceder a la red durante el **85 % del año (al menos 7.446 horas)**. Durante el **15 % restante**, los operadores pueden limitar el acceso, avisando con al menos un día de antelación.

- a. Este esquema ofrece **descuentos significativos en las tarifas de consumo dependientes del transporte**, incentivando a los usuarios a aceptar una conexión con disponibilidad no garantizada el 100 % del tiempo.

## 2. Derecho basado en bloques horarios

Los usuarios acuerdan con el operador de red **bloques específicos de uso garantizado**. Fuera de estos bloques no tienen derecho a transmitir energía.

- a. Este modelo también incluye **reducciones en las tarifas de red**, beneficiando especialmente a empresas que pueden desplazar su consumo a franjas concretas.

Ambas opciones buscan aprovechar la flexibilidad del consumidor para optimizar el sistema eléctrico, ofreciendo un **precio más competitivo a cambio de una disponibilidad condicionada**, algo esencial en áreas con congestión o riesgo de saturación de la red. Además, se adecúan perfectamente a soluciones **Power-to-Heat**, que pueden cargar energía térmica en los periodos garantizados o de baja demanda, reduciendo la presión en la red y maximizando la penetración renovable

## 6.3 CONTRATOS FLEXIBLES DE USO FUERA DE HORAS PICO (EJEMPLO: TENNET PAISES BAJOS)

El operador de la red de alta tensión **TenneT**<sup>16</sup> ha logrado liberar más de 9 GW de capacidad ofreciendo contratos flexibles para el uso de la red fuera de las horas punta.

- Esta iniciativa ha permitido **aliviar la congestión** y atraer a grandes consumidores de energía que antes no podían conectarse debido a la saturación de la red.
- Los usuarios que se acogen a este esquema pueden obtener descuentos de hasta el 65 % en las tarifas de red, siempre que adapten su consumo a horarios de menor demanda.

Se trata de un **enfoque proactivo y pragmático** que no solo optimiza el uso de la infraestructura existente, sino que también impulsa la competitividad industrial y apoya la electrificación de la economía sin necesidad de esperar a costosas ampliaciones de la red.

<sup>16</sup> [www.vandoorne.com/en/artikelen/alternative-and-flexible-transmission-capacity-rights-a-step-closer-to-a-more-efficient-use-of-the-electricity-grid-in-the-netherlands/](http://www.vandoorne.com/en/artikelen/alternative-and-flexible-transmission-capacity-rights-a-step-closer-to-a-more-efficient-use-of-the-electricity-grid-in-the-netherlands/)

## 6.4 APLICACIÓN DIRECTA AL POWER-TO-HEAT

Las tecnologías *Power-to-Heat* tales como resistencias industriales, bombas de calor de alta temperatura o sistemas de almacenamiento térmico, pueden operar casi íntegramente en horario valle:

- Cargan calor cuando la red tiene capacidad disponible o cuando hay excedentes renovables.
- Suministran calor al proceso industrial de forma continua gracias al almacenamiento.
- Actúan como **consumo flexible y modular**, fácilmente adaptable a ventanas temporales de disponibilidad de la red.

De esta manera, el *Power-to-Heat* se posiciona como una herramienta eficaz para garantizar **seguridad de abastecimiento térmico industrial**, reducir costes energéticos y **contribuir a la descarbonización**, sin aumentar significativamente las necesidades de refuerzo de la red.

## 6.5 CASOS EUROPEOS DE REFERENCIA

### 6.5.1 REINO UNIDO

- **Powerloop (Octopus)**: piloto doméstico agregando EVs para servicios de balance/BM y beneficios económicos al usuario; informes finales publicados por el operador del sistema.<sup>17</sup>
- **Electric Nation V2G (NGED/DriveElectric)**: 100 cargadores V2G; resultados incorporados a procesos de conexión y políticas de la DNO.<sup>18</sup>
- **OVO/Kaluza V2G**: demostraciones con optimización AI y pagos a clientes por exportación en picos.<sup>19</sup>

### 6.5.2 PAÍSES BAJOS

- **Utrecht “Utrecht Energized”**: primer servicio de car-sharing V2G a gran escala (Renault–MyWheels–We Drive Solar) con cargadores AC bidireccionales y agregación urbana.<sup>20</sup>
- **Pilotos TenneT (FCR) – NewMotion/Nuvve**: validación de respuesta de frecuencia con EVs en hogares, oficinas y vía pública.<sup>21</sup>

<sup>17</sup> [www.neso.energy/sites/default/files/documents/Powerloop](http://www.neso.energy/sites/default/files/documents/Powerloop)

<sup>18</sup> [www.commercial.nationalgrid.co.uk/downloads-view-reciteme/620640](http://www.commercial.nationalgrid.co.uk/downloads-view-reciteme/620640)

<sup>19</sup> [www.company.ovo.com/worlds-largest-domestic-vehicle-to-grid-trial-reveals-customers-could-recover-the-majority-of-their-household-energy-costs](http://www.company.ovo.com/worlds-largest-domestic-vehicle-to-grid-trial-reveals-customers-could-recover-the-majority-of-their-household-energy-costs)

<sup>20</sup> [www.media.renaultgroup.com/utrecht-becomes-europes-first-city-with-a-vehicletogrid-v2g-carsharing-service](http://www.media.renaultgroup.com/utrecht-becomes-europes-first-city-with-a-vehicletogrid-v2g-carsharing-service)

<sup>21</sup> [www.v2g-hub.com/projects/newmotion-v2g](http://www.v2g-hub.com/projects/newmotion-v2g)

- **Lecciones de sistema – ElaadNL:** guías de smart/V2G y ciberseguridad para desplegar flexibilidad a escala.<sup>22</sup>

## 7. PROPUESTAS PARA LA IMPLANTACIÓN DE ALMACENAMIENTO EN ESPAÑA

### 7.1 ESPAÑA – SITUACIÓN ACTUAL (2024-2026)

El **Real Decreto 88/2026 (nuevo Reglamento General de Suministro y Contratación)** ha aprobado el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica, que desarrolla, entre otras cuestiones, la figura del agregador independiente en el mercado eléctrico español. La norma establece su marco jurídico y derechos básicos, si bien su implementación práctica dependerá del desarrollo de procedimientos operativos y de mercado.

Diversos actores sectoriales señalaron que los retrasos en la definición regulatoria y operativa del agregador independiente condicionaban la monetización de servicios V1G/V2G en los mercados eléctricos. La aprobación del Real Decreto 88/2026, que establece el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica, crea el marco jurídico para esta figura, si bien su implementación efectiva dependerá del desarrollo de procedimientos operativos, mecanismos de liquidación y adaptación de los sistemas de mercado y de sistema.

Implicación: Aunque el marco regulatorio ya está definido, la plena participación del agregador independiente en los mercados eléctricos requerirá un periodo de despliegue operativo. En este contexto, el desarrollo de soluciones V2G en España previsiblemente continuará centrado en proyectos piloto, servicios locales (p. ej., gestión de congestión en baja tensión) y programas coordinados con distribuidoras y REE, utilizando los procedimientos operativos actualmente disponibles, hasta que el nuevo marco esté plenamente integrado en la operativa del sistema.

España y la UE ya operan con cuotas récord de generación renovable, lo que incrementa significativamente la necesidad de flexibilidad y almacenamiento para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) actualizado fija como objetivo alcanzar en 2030 22,5 GW de capacidad de almacenamiento, incluyendo bombeo, baterías y termosolar, e incorpora medidas clave para:

- Impulsar almacenamiento innovador,
- Facilitar el acceso y conexión a la red,
- Agilizar los permisos y trámites administrativos.

<sup>22</sup> [www.elaad.nl/en/v2g-implementation-regulation-and-grid-requirements-california-the-netherlands](http://www.elaad.nl/en/v2g-implementation-regulation-and-grid-requirements-california-the-netherlands)

Estos objetivos marcan un nivel de ambición elevado que deberá reflejarse en la evolución de la regulación y de los instrumentos de mercado durante los próximos años, con el fin de evitar cuellos de botella y acompañar el despliegue renovable.

En paralelo, la reforma del mercado eléctrico europeo (2024) crea un marco jurídico más sólido para la flexibilidad no fósil, incluyendo la respuesta a la demanda y el almacenamiento:

- Permite a los Estados miembros lanzar subastas y mecanismos de ingresos estables,
- Refuerza herramientas como los mercados de capacidad (CMs), los contratos a largo plazo (PPAs), los contratos por diferencia a dos bandas (CfD) y los objetivos nacionales de flexibilidad.

Además, el Reglamento de Baterías (UE) 2023/1542 introduce requisitos de sostenibilidad, trazabilidad, huella de carbono y pasaporte digital, proporcionando mayor certidumbre regulatoria a la industria y elevando los estándares de seguridad y circularidad para los proyectos de almacenamiento.

## **7.2 PALANCAS REGULATORIAS Y DE MERCADO A DESARROLLAR EN ESPAÑA**

Dada la creciente penetración de energías renovables en el sistema eléctrico y la necesidad de asegurar la estabilidad, flexibilidad y eficiencia del sistema energético, desde ENTRA se propone que se desarrollen e implementen mecanismos regulatorios y económicos específicos para el almacenamiento energético distribuido, que reconozcan su papel diferencial y los ahorros en infraestructura de red que proporcionan al sistema.

Entendemos que es fundamental poner en valor estos beneficios y tenerlos en consideración en la metodología de cálculo de peajes, de tal forma que se fomente e incentive la inversión en almacenamiento.

Además, y en concreto, señalamos el obstáculo que supone para el almacenamiento y para la gestión eficiente de la red la distribución actual de periodos de peajes y cargos. Esto es debido que las horas de producción solar son horas valle los fines de semana, pero durante la semana son horas pico o llano, con lo que dejan de ser horas baratas en las que habría que incentivar el consumo y la carga de las baterías. Puesto que los periodos de peajes responden al grado de saturación de las redes, desde ENTRA proponemos revisar estos periodos, idealmente con alguna diferenciación geográfica y en función del grado de penetración del autoconsumo.

Para acelerar la implantación del almacenamiento y alinearse con las mejores prácticas europeas, España debería considerar:

## 7.2.1 SUBASTAS ESPECÍFICAS DE FLEXIBILIDAD NO FÓSIL

- **Diseño:** adjudicaciones en €/MW con obligaciones de desempeño (duración, respuesta, disponibilidad).
- **Marco legal:** encaje en el Reglamento (UE) 2024/1747 y el CISAF 2025 (*Clean Industrial State Aid Framework*).
- **Ejemplo:** Francia ha aprobado un esquema de 1.300 M€ para almacenamiento y demanda flexible.

## 7.2.2 AJUSTES REGULATORIOS Y FISCALES

La transición energética europea está impulsando una profunda transformación en la forma en que se planifica, gestiona y utiliza la red eléctrica. La creciente electrificación de la economía —desde la movilidad hasta los procesos industriales y el despliegue del almacenamiento— está generando nuevas demandas de acceso en un sistema donde determinadas zonas presentan ya niveles significativos de saturación. En este contexto, la *Directiva (UE) 2024/1711* introduce una novedad de gran alcance: la obligación de que los gestores de red ofrezcan **acuerdos de conexión flexible** como alternativa allí donde no exista capacidad firme disponible.

Estos acuerdos, basados en la gestión activa y en la adaptabilidad del consumo o de la inyección, permiten que más usuarios puedan conectarse a la red sin necesidad de esperar al refuerzo de las infraestructuras. La Directiva configura así la flexibilidad como un instrumento estructural para optimizar los recursos existentes, evitar retrasos en la electrificación y facilitar la integración de nuevas tecnologías.

La **Consulta Pública Previa lanzada por el MITECO** constituye el primer paso para adaptar este marco europeo al ordenamiento español. Su objetivo es identificar las medidas normativas necesarias para garantizar que el sistema eléctrico nacional incorpore adecuadamente estos mecanismos de acceso flexible, asegurando al mismo tiempo la transparencia, la protección de los usuarios y la coherencia con la planificación de redes. En esta fase inicial se analizan aspectos clave como la definición de los permisos flexibles, su articulación contractual, el papel de los patrones de funcionamiento, las garantías de conversión a conexión firme, su posible carácter permanente en determinados nodos o la necesidad de establecer tarifas diferenciadas.

En definitiva, el proceso de transposición no solo debe trasladar los principios de la Directiva, sino también adaptar su aplicación a la realidad técnica y operativa del sistema eléctrico español, convirtiendo las conexiones flexibles en una herramienta eficaz para seguir avanzando hacia un modelo energético más eficiente, electrificado y centrado en el consumidor.

- **Resolución CNMC** para patrones de funcionamiento homogéneos y guías de DNOs.
- Ajustar periodos de **peajes y cargos** para evitar penalizar el consumo en horas en las que hay un exceso de generación renovable y excesos de autoconsumo. Ejemplo: Alemania y Países Bajos avanzan en exenciones.

## 7.3 INTEGRACIÓN EN COMPRAS PÚBLICAS Y FINANCIACIÓN VERDE

- Incluir al almacenamiento en **programas de inversión pública y PERTEs**, con requisitos de disponibilidad y KPIs de sistema.
- Movilizar financiación tipo **ICO/KfW** para proyectos estratégicos.

## 8. CONCLUSIONES

El análisis realizado confirma que el almacenamiento energético —y en particular el almacenamiento distribuido detrás del contador— se ha convertido en un elemento estructural para el funcionamiento del sistema eléctrico en un contexto de elevada penetración renovable y electrificación creciente de la economía.

España se encuentra en una fase decisiva de su transición energética. El aumento acelerado de la generación renovable, junto con la electrificación de sectores como la movilidad o la industria, incrementará significativamente las necesidades de **flexibilidad del sistema eléctrico** en los próximos años. En este contexto, el almacenamiento energético emerge como una herramienta esencial para garantizar la estabilidad, eficiencia y resiliencia del sistema.

Sin embargo, el marco regulatorio actual aún presenta limitaciones que dificultan el desarrollo del almacenamiento distribuido. Las baterías BtM no asociadas a generación renovable carecen de un encaje regulatorio claro para exportar energía o participar plenamente en los mercados eléctricos, y algunos servicios de alto valor para el sistema —como la regulación primaria o determinados servicios de flexibilidad distribuida— todavía no cuentan con mecanismos de remuneración adecuados.

La reciente aprobación del **Real Decreto 88/2026**, que regula la actividad de agregación independiente, constituye un paso importante para habilitar nuevos modelos de participación de recursos distribuidos en el mercado eléctrico. No obstante, la plena operatividad de esta figura requerirá el desarrollo de procedimientos técnicos, reglas de mercado y sistemas de liquidación que permitan integrar de forma efectiva el almacenamiento y otros recursos flexibles.

Al mismo tiempo, el marco europeo introduce nuevas obligaciones y oportunidades. La evaluación nacional de necesidades de flexibilidad que deberán realizar los Estados miembros **antes de julio de 2026**, en virtud del Reglamento (UE) 2024/1747, ofrece una

oportunidad para reconocer formalmente el papel del almacenamiento distribuido en la planificación del sistema eléctrico.

La experiencia de otros países demuestra que la combinación de **marcos regulatorios claros, mercados de flexibilidad operativos y mecanismos de agregación** permite aprovechar plenamente el potencial del almacenamiento distribuido, reduciendo costes del sistema y facilitando la integración de energías renovables.

En este contexto, España dispone de una **ventana estratégica de oportunidad durante los próximos años** para consolidar un ecosistema de almacenamiento energético competitivo, alineado con las políticas europeas de flexibilidad y descarbonización.

Para ello será necesario:

- Completar el desarrollo regulatorio del almacenamiento distribuido dentro del marco del autoconsumo,
- Habilitar la participación efectiva de recursos distribuidos en mercados eléctricos y servicios de ajuste,
- Adaptar los mecanismos de peajes, cargos y señales económicas para reflejar el valor sistémico de la flexibilidad,
- Impulsar esquemas de agregación y mercados locales de flexibilidad, y
- Fomentar proyectos piloto y modelos de negocio innovadores que integren almacenamiento, autoconsumo y movilidad eléctrica.

El almacenamiento distribuido no solo constituye una herramienta tecnológica para la transición energética, sino también **una oportunidad estratégica para mejorar la competitividad energética, reforzar la seguridad de suministro y posicionar a España como un referente europeo en soluciones de flexibilidad energética.**

**Mensajes clave:** El **almacenamiento es esencial** para una transición energética segura y con alta penetración renovable. No existe una tecnología única: cada solución responde a diferentes **necesidades de capacidad, duración y coste**. Los principales desafíos no son solo técnicos, sino también **regulatorios y económicos**, especialmente en mercados emergentes.

El Grupo de Trabajo de Almacenamiento de ENTRA se posiciona, en este contexto, como un **interlocutor técnico relevante para apoyar el desarrollo regulatorio, la generación de conocimiento sectorial y la implementación de proyectos piloto** que permitan acelerar el despliegue del almacenamiento distribuido en España.