
ESTUDIO SOBRE LA INTEGRACIÓN DEL ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA ELECTRICO

**Retos, oportunidades y riesgos del despliegue del
almacenamiento en el sistema eléctrico español**



Índice

Resumen ejecutivo.....	3
Evolución del mix energético español y comparativa con mercados de referencia.....	7
El rol del almacenamiento en la planificación energética.....	16
Impacto del almacenamiento en el mercado de energía.....	34
Mercado de capacidad para el almacenamiento.....	59
El papel del almacenamiento en la operación del sistema eléctrico	71

1

Resumen ejecutivo

Durante décadas, el sistema eléctrico español se apoyó en un modelo en el que la generación convencional seguía a la demanda, la nuclear y las tecnologías térmicas cubrían la base, los ciclos combinados respondían a las puntas y la demanda mantenía un papel pasivo. Sin embargo, el fuerte crecimiento renovable y la progresiva electrificación de la demanda están modificando de forma estructural las necesidades de flexibilidad, firmeza y estabilidad de la operación eléctrica.

Entre 2020 y 2025, el parque de generación español ha pasado de **108,1 GW** de potencia instalada a **139,4 GW**, con un crecimiento protagonizado principalmente por la **solar fotovoltaica** y, en menor medida, por la **eólica**. La fotovoltaica ha pasado de representar el **14,5%** de la potencia instalada en 2021 a cerca del **34%** en 2025, convirtiéndose en la primera tecnología del mix nacional, mientras que la eólica alcanza **33,3 GW**. Esta composición incrementa la dependencia de tecnologías condicionadas por factores meteorológicos y concentradas en determinadas franjas horarias, especialmente en las horas centrales del día.

En este contexto, el almacenamiento deja de ser un recurso complementario para convertirse en una **función estructural del sistema eléctrico**. Su papel será cada vez más relevante para absorber excedentes renovables, reducir vertidos, desplazar energía hacia los momentos de mayor necesidad, aportar flexibilidad operativa y garantizar el suministro cuando el recurso renovable no esté disponible. El bombeo hidráulico ya está desempeñando esta función de forma creciente. Su consumo ha pasado de **4.318 GWh** en 2021 a **9.204 GWh** en 2025, mientras que la turbinación ha aumentado de **2.649 GWh** a **5.886 GWh**, lo que evidencia un uso cada vez más intensivo del bombeo existente para integrar renovables. Al mismo tiempo, este crecimiento del consumo de bombeo refleja una función que se ha intensificado en paralelo con el despliegue fotovoltaico. Sin embargo, esa mayor utilización del parque existente tiene un **límite físico**, ya que la potencia instalada de bombeo no ha crecido y el margen para absorber nuevos incrementos de generación renovable con la capacidad actual se estrecha a medida que el parque solar sigue expandiéndose.

A cierre de 2025, España contaba con **6.498 MW** de almacenamiento, de los cuales **3.331 MW** correspondían a bombeo hidráulico puro, **3.071 MW** a bombeo mixto y apenas **96 MW** a baterías, frente a casi **40.000 MW** adicionales de potencia fotovoltaica y eólica incorporados en cinco años. El resultado es una brecha creciente entre el despliegue renovable y los recursos necesarios para integrarlo de forma eficiente, aumentando la exposición a **vertidos, volatilidad intradiaria, tensiones de precios y mayores exigencias operativas**. Las baterías siguen representando una fracción marginal del sistema, por lo que el crecimiento renovable está avanzando a un ritmo claramente superior al del almacenamiento disponible.

El **PNIEC 2023** eleva el objetivo de almacenamiento hasta **22,5 GW en 2030**, frente a los **9 GW** previstos en el PNIEC de 2020. No obstante, el reto no consiste solo en sumar megavatios, sino en desplegar almacenamiento capaz de aportar **duración, firmeza, estabilidad, inercia, reducción de vertidos y seguridad de suministro**. En un sistema con alta penetración renovable, la cuestión clave no es solo cuánto almacenamiento se instala, sino **qué tipo de almacenamiento** se incorpora y qué valor aporta a la operación del sistema.

Desde esta perspectiva, el **bombeo** destaca por su capacidad para integrar más renovables, su mayor vida útil y su aportación muy superior en términos de **potencia firme**. Las baterías ofrecen una solución modular, de despliegue rápido y adecuada para servicios de respuesta inmediata y corrección de desequilibrios de muy corto plazo, con un papel relevante como complemento operativo. Sin embargo, el bombeo presenta atributos diferenciales de mayor alcance para el conjunto del sistema, como una vida útil de entre **50 y 80 años**, una duración de descarga muy superior, capacidad para desplazar grandes volúmenes de energía,

firmeza, control de tensión, reserva energética e **inercia síncrona real** cuando opera conectado a la red. Además, su cadena de valor se apoya en capacidades europeas y nacionales, reforzando la autonomía estratégica frente a otras tecnologías de almacenamiento como las baterías electroquímicas, más expuestas a cadenas de suministro asiáticas.

La necesidad de un equilibrio en el desarrollo de distintas tecnologías de almacenamiento no siempre se está reflejando en los mecanismos de planificación ni en las señales de inversión que se están otorgando desde la administración. En España existen **10.888 MW** de baterías en tramitación frente a **1.285 MW** de bombeo, y **5.077 MW** de baterías con permisos concedidos frente a **2.797 MW** de bombeo. Desde la administración se está favoreciendo el despliegue de baterías mediante simplificaciones regulatorias y administrativas, especialmente en proyectos híbridos, mientras que el bombeo sigue enfrentándose a mayores barreras ambientales, concesionales y administrativas, pese a su reconocimiento formal como infraestructura crítica. En paralelo, las ayudas públicas también están configurando una señal de inversión más efectiva para baterías que para bombeo. En las convocatorias **FEDER 2021-2027** y **PRTR**, se destinaron unos **195M€ al bombeo**, lo que supone alrededor del **20% del presupuesto** de ayudas, frente a **970M€**, cerca del **80%**, para **baterías e hibridaciones**. Esta distribución asigna **3.400 MW de baterías con un coste medio de CAPEX de 1.530 M€ – 2.210 M€¹**, lo que llega a suponer hasta el **~50% del CAPEX** de los proyectos, frente a aproximadamente **2.400 MW de bombeo con un coste medio de CAPEX de 2.400 M€ – 2.880 M€** situándose en torno al **~10% del CAPEX**, lo que refuerza una trayectoria de despliegue más orientada a tecnologías de menor plazo de puesta en servicio y dificulta la viabilidad de proyectos de larga duración con mayor intensidad de capital.

Además, el despliegue de baterías está respondiendo en gran medida a la disponibilidad de acceso y recurso renovable existente, especialmente en configuraciones híbridadas, y no siempre a las necesidades técnicas de la red. Su localización no tiene por qué coincidir con los puntos en los que el sistema requiere mayor soporte en términos de **estabilidad, control de tensión o robustez operativa**, mientras que el bombeo aporta un valor más estructural y menos dependiente de esa lógica de implantación.

La creciente penetración de la fotovoltaica está intensificando la concentración de generación en las horas centrales del día, donde pueden aparecer excedentes y valles de precios prolongados, mientras que episodios meteorológicos adversos pueden generar alta disponibilidad eólica durante varios días. En este contexto, el análisis realizado en el informe muestra que el **bombeo mejora el precio capturado por la fotovoltaica más del doble que las baterías de 4 horas**, al poder absorber energía durante más horas, reducir vertidos de forma más estructural y desplazar generación fósil en mayor medida. Por el contrario, las baterías tienden a **canibalizar más rápidamente sus propios ingresos** a medida que aumenta su penetración, tanto en mercados de energía como de servicios de ajuste, un efecto ya observado en **California** y **Australia**, y cuya evolución prevista en **Alemania** apunta en la misma dirección.

Esta diferencia también debe reflejarse en el diseño del **mercado de capacidad**, que debe ser tecnológicamente neutro, pero no indiferente a la duración, la degradación y la disponibilidad efectiva de cada tecnología. El factor de **derating** traduce la potencia instalada en potencia firme reconocida por el sistema y refleja la capacidad de cada activo para sostener su aportación en los momentos de mayor estrés. En un

¹ Dependiendo de la tipología (Stand-alone o hibridación)

mecanismo de referencia como el del **Reino Unido**, a las baterías de 4 horas se les reconoce aproximadamente la mitad de potencia firme que al bombeo, con factores del **44%** frente al **94%**. Además, la capacidad de las baterías para garantizar el suministro en situaciones de estrés se reduce a medida que aumenta su penetración. **Terna**, el operador italiano, ya ha anticipado que incluso con baterías de **8 horas**, una penetración de **7 GW** podría reducir su derating desde niveles elevados hasta el entorno del **20-25%**.

La diferencia entre tecnologías de almacenamiento resulta todavía más clara en la **operación del sistema**. El sistema eléctrico necesita controlar frecuencia y tensión, disponer de inercia real y ser capaz de afrontar procesos de reposición tras eventos críticos. En estos ámbitos, las tecnologías síncronas como el bombeo cuentan con atributos físicos que les permiten reaccionar con mayor robustez ante perturbaciones severas. Las baterías pueden aportar apoyo en determinadas funciones y configuraciones, pero no ofrecen por sí mismas una respuesta equivalente en términos de **reserva energética, inercia síncrona real, control de tensión y capacidad de reposición prolongada**.

En conjunto, la transición energética exigirá no solo más almacenamiento, sino un despliegue alineado con las **necesidades funcionales del sistema**. Esto refuerza la necesidad de **impulsar nuevos proyectos de almacenamiento de larga duración**, capaces de ampliar la capacidad disponible, integrar más renovables y minimizar los vertidos, una cuestión que adquiere especial relevancia cuando se examina el marco regulatorio y económico en el que estos proyectos deben desarrollarse. Un despliegue masivo de almacenamiento que no esté alineado con las necesidades del sistema puede no solo dejar sin resolver los desequilibrios existentes, sino también introducir nuevas fuentes de **incertidumbre económica y operativa** para los actuales y futuros inversores en una fuente de flexibilidad fundamental para el avance de la integración renovable y la garantía de suministro.

2

Evolución del mix
energético español
y comparativa con
mercados de
referencia

El **parque de generación español ha crecido** de forma ininterrumpida desde **2020**, pasando de **108.147 MW de potencia instalada total a 139,4 GW en 2025**. Este crecimiento no ha sido homogéneo entre tecnologías. Ha sido **protagonizado** casi exclusivamente **por la energía solar fotovoltaica y**, en menor medida, por **la energía eólica**. Las tecnologías de generación basadas en carbón han retrocedido de forma sostenida y el resto del parque convencional ha permanecido prácticamente estable.

La energía solar ha sido la tecnología con más crecimiento de potencia instalada en los últimos 5 años, con un 33%, seguido de la energía eólica, con un 4%

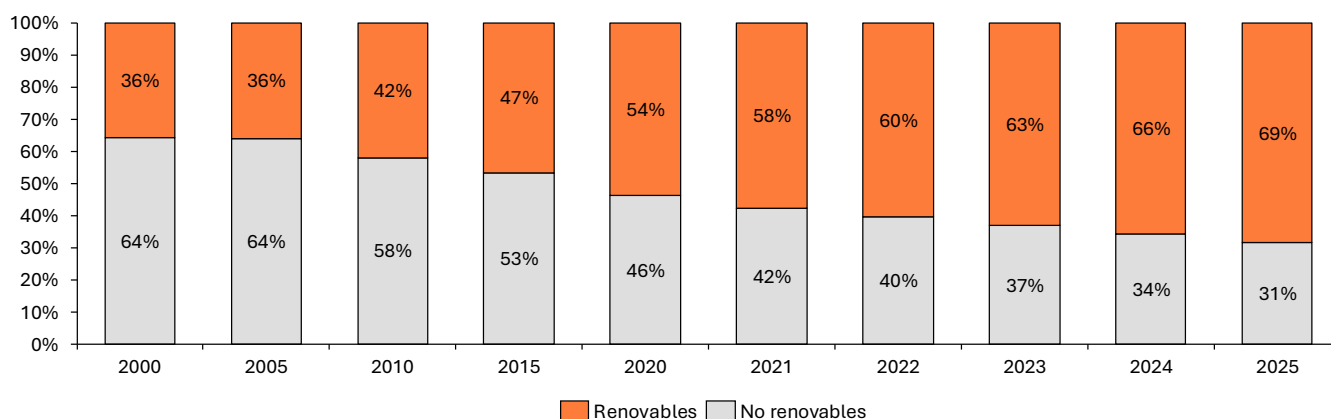


Ilustración 1: Evolución de la potencia instalada de generación renovable y no renovable en España
Fuentes: Red Eléctrica de España

La energía **solar fotovoltaica** es la **tecnología que más ha crecido en los últimos años**. Mientras que en 2021 representaba apenas el **14,5% de la potencia instalada total**, en 2025 supone cerca del **34% de la potencia instalada total**, convirtiéndose en la **primera tecnología del parque nacional por potencia instalada**. La energía **eólica**, que partía de una base ya madura de **26.668 MW en 2021** y representaba entonces el **26% de la potencia instalada total**, ha crecido de forma más moderada, situándose en el **23% en el mismo periodo**, hasta alcanzar los **33.276 MW**. Esta **asimetría en las velocidades de despliegue** tiene **implicaciones directas sobre la operación del sistema**, ya que la **solar concentra su generación en las horas centrales del día**, mientras que la **eólica presenta un perfil de generación más próximo al de la carga base**. La combinación de ambas configura un **mix cuya producción es altamente dependiente de condiciones meteorológicas fuera del control del operador del sistema**.

Por otro lado, las tecnologías convencionales se han mantenido estables. **La potencia hidráulica ha decaído ligeramente** hasta situarse en 17.077 MW en 2025, mientras **que la potencia instalada nuclear y de ciclos combinados no ha variado**. **El carbón** es la única tecnología no renovable **que ha retrocedido de forma sostenida**, pasando de 3.764 MW en 2021 a 1.499 MW en 2025, reflejo del proceso de cierre de las últimas centrales térmicas de carbón en España. El cierre definitivo de la central de As Pontes en 2024, que restó 1.403 MW al parque no renovable, marca el punto más visible de este proceso.

Este cambio en la composición del mix energético no solo modifica el peso relativo de las tecnologías, sino que también **incrementa la necesidad de recursos capaces de aportar flexibilidad al sistema y desplazar energía entre distintos momentos del día**. En este contexto, **el bombeo adquiere una**

relevancia creciente. Como tecnología de almacenamiento, combina una **fase de carga**, en la que consume energía para elevar agua al embalse superior, y una **fase de descarga**, en la que turbinas esa energía cuando el sistema lo requiere. Esta capacidad de desplazamiento temporal le permite **absorber excedentes de generación y reinyectarlos en los momentos de mayor valor para el sistema**. En España, esta función se ha intensificado de forma clara en los últimos años. El **consumo de bombeo** ha pasado de **4.318 GWh en 2021 a 9.204 GWh en 2025**, prácticamente el doble, mientras que la **turbinación** ha seguido una evolución paralela, aumentando de **2.649 GWh a 5.886 GWh** en el mismo periodo.

Sin embargo, **el aumento en el uso del bombeo no ha venido acompañado de nueva capacidad instalada**. La potencia de almacenamiento instalada en España ha permanecido prácticamente estancada entre 2023 y 2025, con una **potencia de bombeo hidráulico puro de 3.331 MW**, la **potencia de bombeo mixto es 3.071 MW** y la **potencia de baterías creciendo desde 24 MW hasta 96 MW**, una cifra todavía marginal en relación con el tamaño del sistema, suponiendo un 2,2% y un 0,06% de la potencia instalada total, respectivamente.

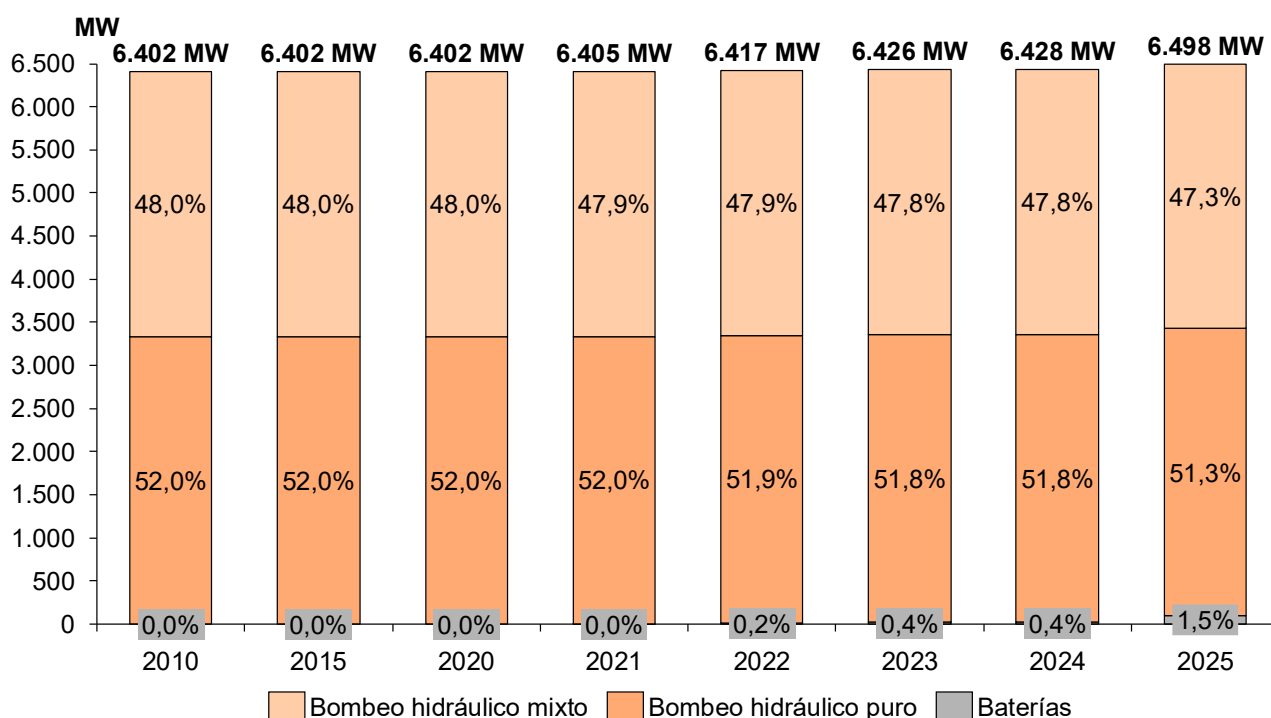


Ilustración 2: Potencia instalada del almacenamiento en España (2010-2025)

Fuentes: Red Eléctrica de España

Entre 2019 y 2025, **la potencia fotovoltaica instalada se ha multiplicado por más de cinco**, pasando de 8.789 MW a 50.228 MW, mientras que **la potencia de bombeo se ha mantenido prácticamente constante** en torno a los 6.500 MW y la de baterías apenas ha alcanzado los 96 MW al final del periodo. Esta asimetría refleja que **el sistema ha incorporado una cantidad muy significativa de generación renovable variable sin que el almacenamiento haya evolucionado al mismo ritmo** en términos de capacidad instalada de almacenamiento, lo que anticipa una creciente presión sobre las infraestructuras existentes para gestionar los excedentes renovables.

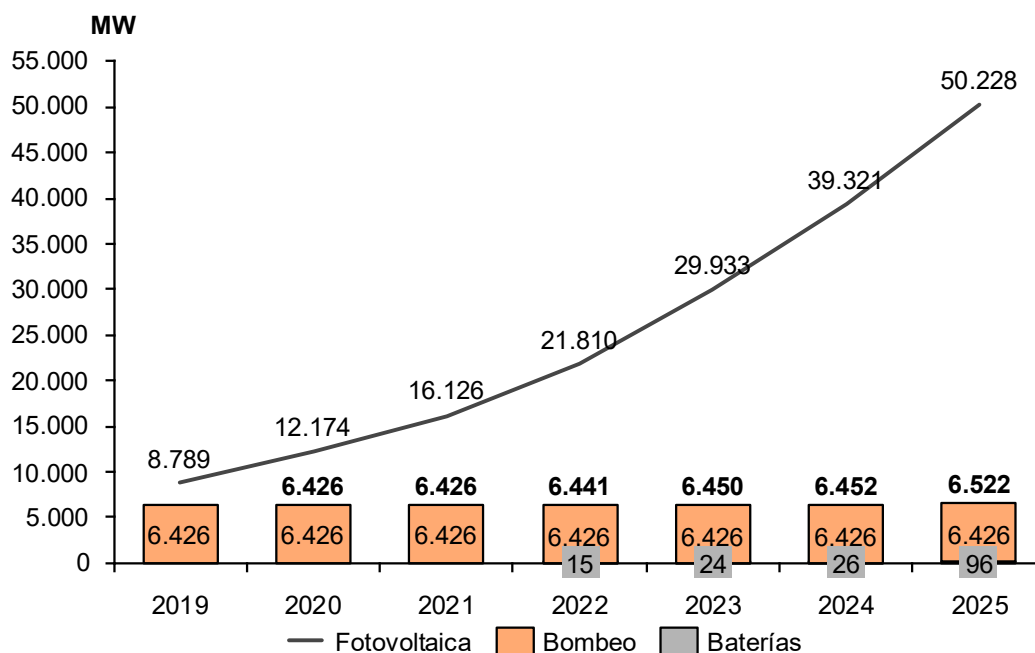


Ilustración 3: Evolución de potencia instalada fotovoltaica y de almacenamiento 2019-2025
Fuente: Red Eléctrica

La **producción fotovoltaica** ha pasado de **9.240 GWh** en 2019 a **50.273 GWh** en 2025, multiplicándose **por más de cinco**, mientras que el **consumo asociado al bombeo** ha crecido de **3.027 GWh** a **9.204 GWh** en el mismo periodo, triplicándose para absorber una parte creciente de los excedentes solares. En paralelo, **los vertidos solares han aumentado de 2.059 GWh a 5.548 GWh**, lo que evidencia que, pese a la mayor utilización del bombeo, **el sistema está alcanzando los límites de su capacidad actual de absorción de renovable**. El bombeo existente está modificando su patrón de operación para concentrar la absorción en las horas centrales del día y desplazarla a los periodos de mayor valor para el sistema, pero su margen de maniobra se reduce a medida que la penetración fotovoltaica continúa creciendo. Esta dinámica anticipa la **necesidad de impulsar nuevos proyectos que amplíen la capacidad de almacenamiento de larga duración, integren más renovables y minimicen los vertidos**, una cuestión que adquiere especial relevancia cuando se examina el marco regulatorio y económico en el que estos proyectos deben desarrollarse.

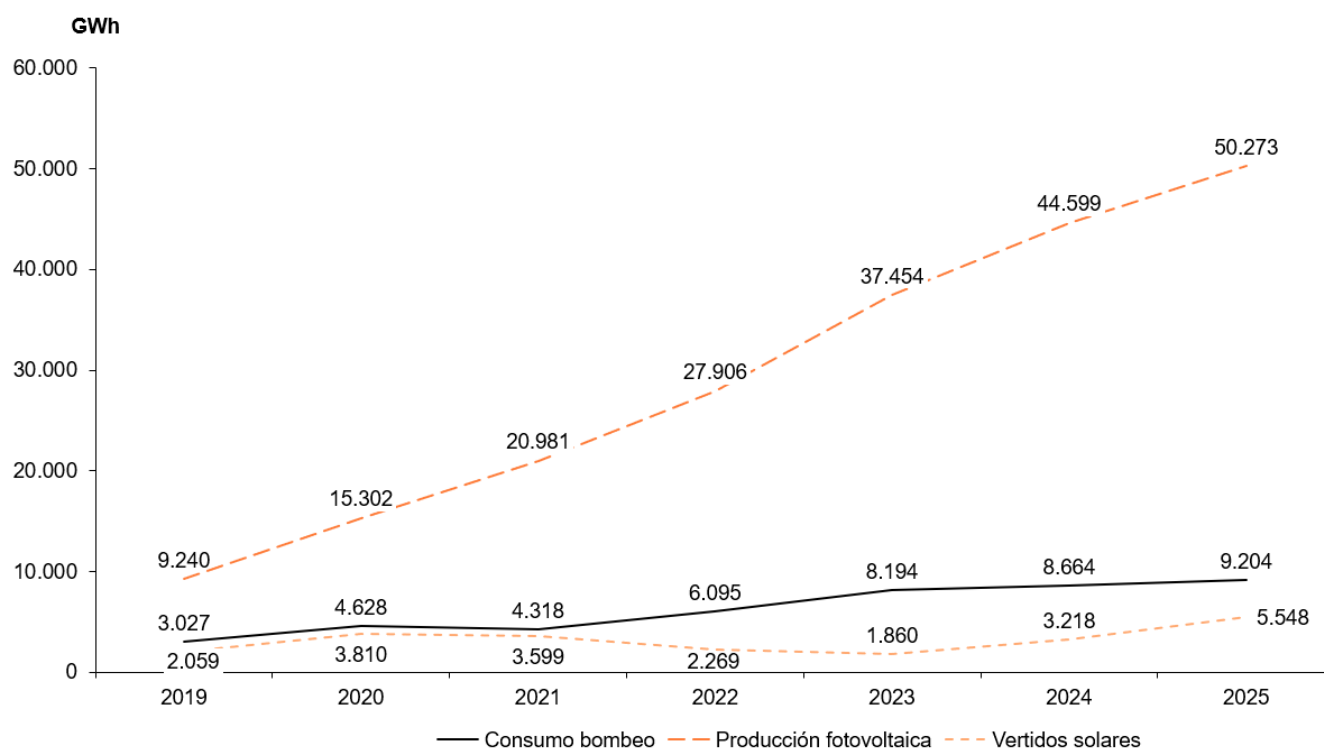


Ilustración 4: Generación y vertidos solares vs. consumo de bombeo 2019-2025

Fuente: REE, ESIOS

A cierre de 2025, la potencia instalada de almacenamiento en España ascendía a **6.498 MW**, de los cuales **3.331 MW** eran de bombeo hidráulico puro y **96 MW** de baterías. **Alemania lidera el ranking de bombeo con 5.321 MW instalados**, seguida de **Italia con 3.970 MW**. **España ocupa el tercer puesto con 3.331 MW**. No obstante, si se considera el tamaño del sistema eléctrico español y la velocidad de despliegue renovable, **en los últimos cinco años el parque fotovoltaico ha crecido en más de 33.000 MW, mientras que la capacidad de almacenamiento estacional no ha incorporado ni un solo megavatio adicional de bombeo en ese mismo período**. Francia, Bélgica y Luxemburgo, con sistemas eléctricos sensiblemente más pequeños, completan el grupo de regiones con mayor capacidad de bombeo.

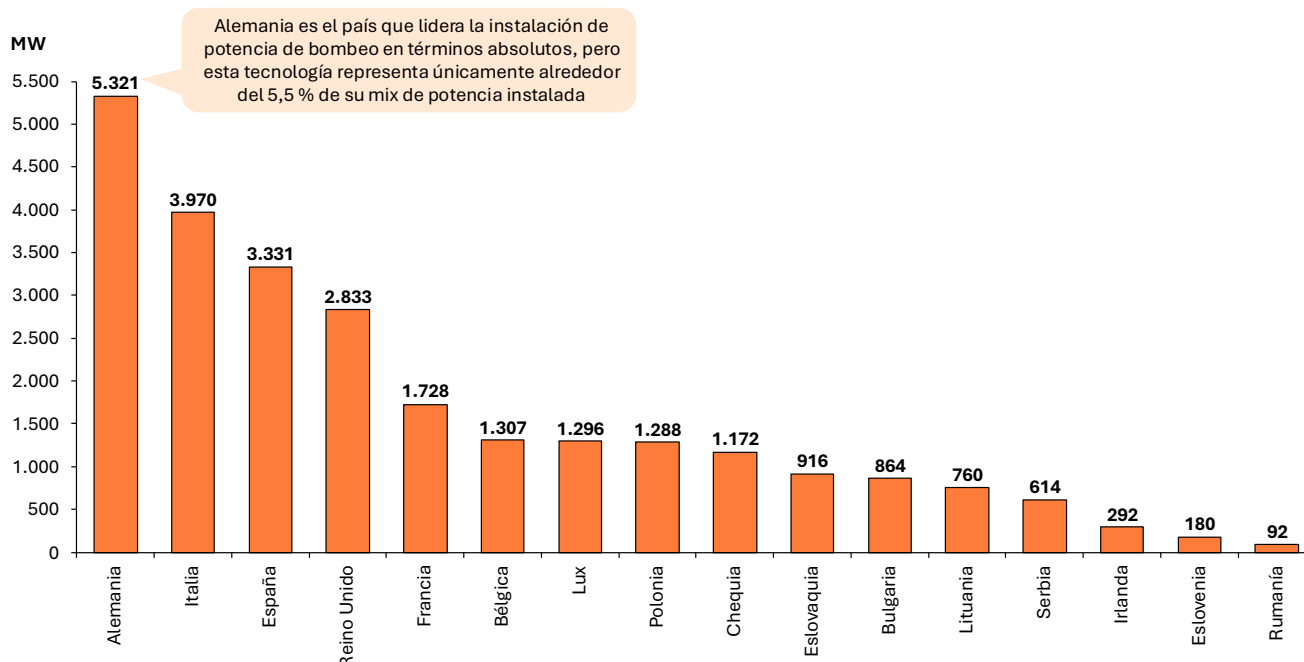


Ilustración 5: Potencia de bombeo puro instalada en las principales regiones
Fuente: Eurostat

En el caso de las baterías, **Alemania lidera con 16.800 MW instalados**, más de **175 veces** la capacidad española, cuando su **demanda no llega al doble**, siendo la de Alemania 490 TWh frente a los 256 TWh de España. **Italia acumula 6.800 MW y Polonia 3.900 MW**. **Irlanda**, con una demanda eléctrica que representa menos de un tercio de la española, supera a España con **1.700 MW**. Francia, Suecia y Austria se sitúan entre los **1.100 y 1.460 MW**. **España, con 96 MW, ocupa la última posición del ranking** junto a Eslovenia. **Esta situación** responde a una combinación de **barreras de mercado y de tramitación** que ha impedido la materialización de nueva capacidad durante la última década, tanto en bombeo como en baterías.

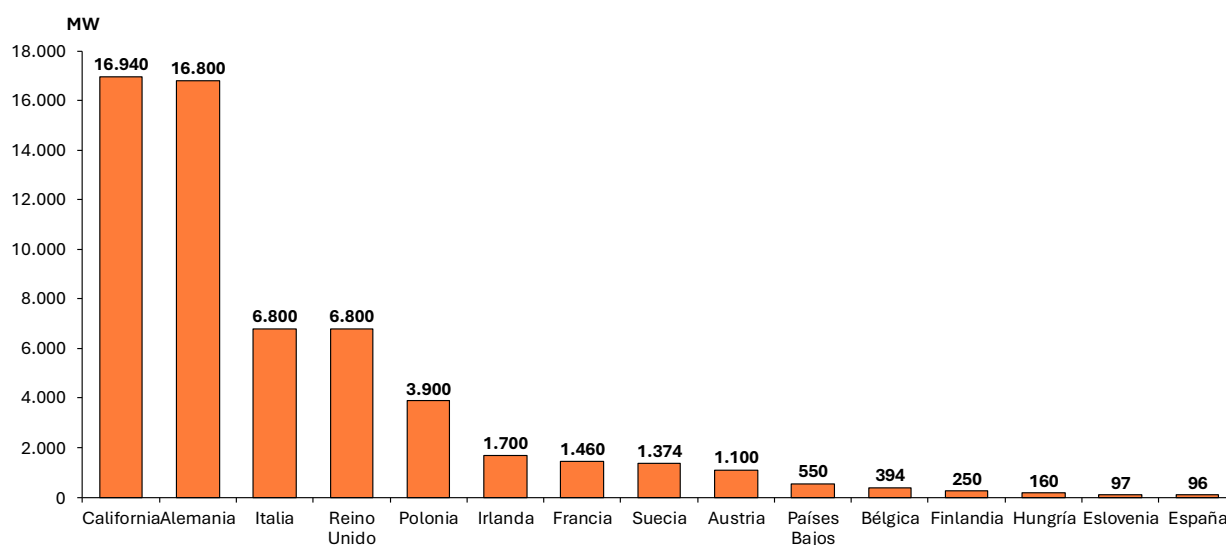


Ilustración 6: Potencia de baterías instalada en las principales regiones
Fuente: Análisis PwC

Esa brecha en almacenamiento tiene una traducción directa sobre la **capacidad de integrar renovables**. El bombeo es, en el sistema español actual, el principal mecanismo de desplazamiento temporal de energía, absorbiendo **excedentes renovables** en las horas de alta producción solar y devolviendo al sistema energía en las horas de mayor demanda. El crecimiento del consumo de bombeo desde **4.318 GWh** en 2021 hasta **9.204 GWh** en 2025 refleja precisamente esa función, que se ha intensificado en paralelo con el despliegue fotovoltaico. Sin embargo, esa mayor utilización del parque existente tiene un **límite físico**, ya que la potencia instalada de bombeo no ha crecido, y el margen para absorber nuevos incrementos de generación renovable con la capacidad actual se estrecha a medida que el parque solar sigue expandiéndose. Las baterías representan una **fracción marginal del sistema**. El resultado es un parque renovable que crece a una velocidad superior a la del almacenamiento disponible, lo que se traduce en episodios crecientes de **vertidos renovables** y en una **utilización subóptima de la generación limpia ya instalada**.

Si se compara la potencia renovable instalada con la capacidad de almacenamiento instalada, la diferencia entre sistemas se aprecia con mayor claridad. **California es el caso en el que el almacenamiento alcanza un mayor peso relativo sobre una potencia renovable total de 46,9 GW, donde las baterías representan el 35% del conjunto, siendo un sistema que no cuenta con bombeo**. Esta proporción refleja hasta qué punto el despliegue electroquímico ha adquirido escala suficiente para influir en la operación del sistema.

En el Reino Unido, sobre una potencia renovable total de 55,1 GW, las baterías representan el 12,4% del conjunto y el bombeo el 5%, alcanzando un peso agregado del almacenamiento del 17,4%. Esta distribución es coherente con un marco de mercado que ha ofrecido señales de inversión más maduras para ambos tipos de activos y que ha permitido desarrollar simultáneamente capacidad de respuesta rápida y almacenamiento de mayor duración.

Alemania, con una potencia renovable total de 200,4 GW, mantiene un peso de almacenamiento inferior en términos relativos, donde las baterías representan el 8,3% y el bombeo el 2,7%. Aunque ese peso relativo es menor que el del Reino Unido y muy por debajo del de California, el volumen absoluto sigue siendo significativo y confirma la apuesta alemana por las baterías como principal vector de flexibilidad en un sistema con gran escala renovable.

España, sobre una potencia renovable de 101,2 GW, es el caso donde la asimetría es más acusada: las baterías representan únicamente el 0,1% del conjunto y el bombeo el 5,2%, lo que sitúa el almacenamiento total en apenas el 5,3% respecto a la potencia renovable instalada. Esto pone de manifiesto que, entre los sistemas comparados, España combina el mayor peso relativo de renovables sin cubrir con el menor desarrollo relativo del almacenamiento, y que además ese almacenamiento descansa casi íntegramente en el bombeo existente, sin apenas presencia de baterías. Es precisamente esta desproporción la que genera una mayor presión sobre el sistema para integrar eficientemente la energía producida y la que hace más urgente el despliegue de nueva capacidad de almacenamiento, tanto en baterías para la gestión intradiaria como en bombeo para cubrir necesidades de mayor duración.

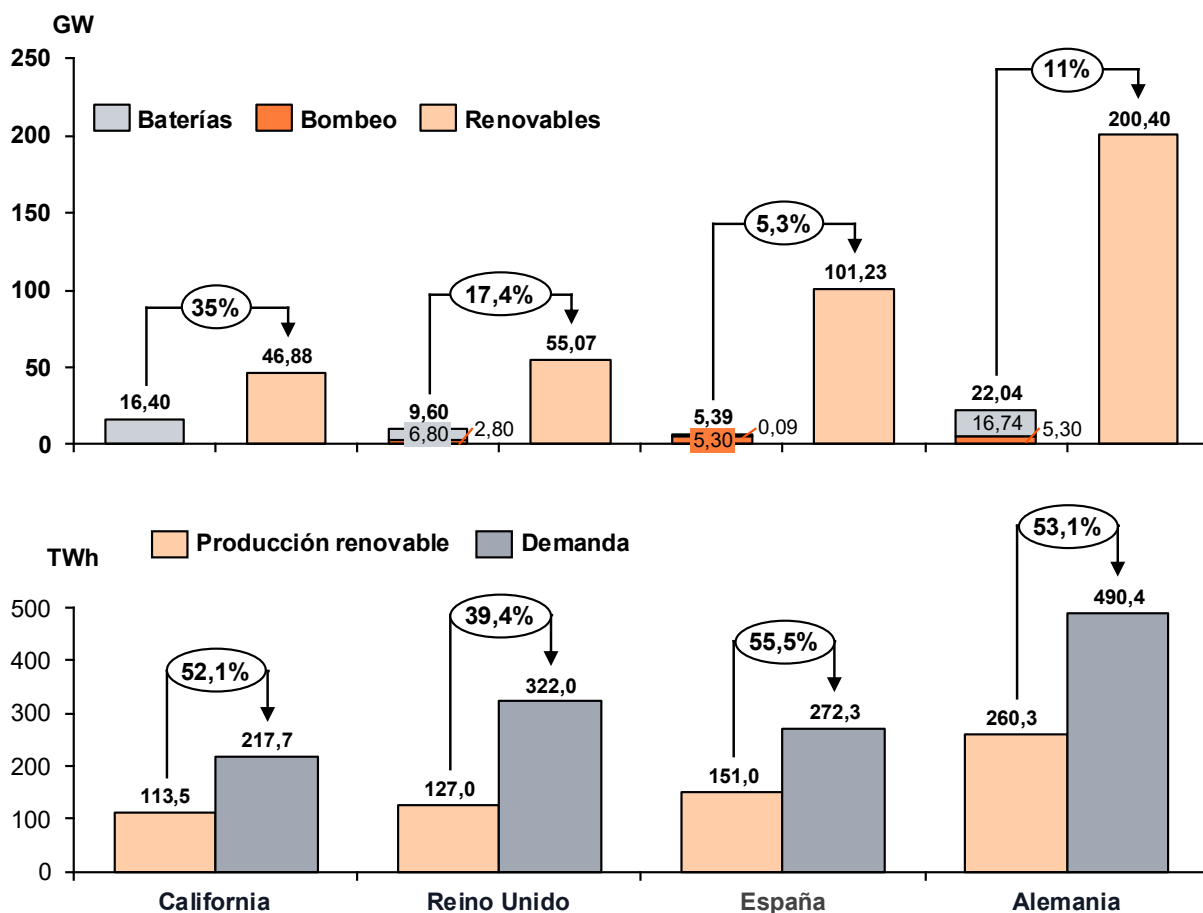


Ilustración 7: Comparativa de almacenamiento instalado VS potencia renovable de los principales países analizados
Fuente: CAISO, Energy Charts, ESIOs, GOV.UK

Actualmente no existe un **modelo único de integración del almacenamiento** en un mix con alta penetración renovable. **Alemania ha priorizado las baterías**, el **Reino Unido** ha construido un **mercado de capacidad** que atrae inversión en ambas tecnologías, y **California** ha aprendido por la vía de la experiencia los límites del despliegue no anticipado. **España parte de una base de almacenamiento inferior a la de sus referentes y con un ritmo de despliegue renovable que no tiene comparación en el contexto europeo reciente**. Esas dos realidades juntas definen el marco en el que deben evaluarse las decisiones de política regulatoria y de inversión en almacenamiento que el sistema español tiene pendientes.

En este contexto, la **brecha entre el ritmo de despliegue renovable y el desarrollo del almacenamiento** es un **factor estructural de funcionamiento del sistema**. Cuando la expansión de la generación renovable no va acompañada de una **capacidad suficiente de almacenamiento**, los desequilibrios no se limitan a un mayor volumen de vertidos, sino que se transforman también en volatilidad en **la formación de precios**, con **horas de sobreoferta** cada vez más frecuentes, **señales deprimidas en los periodos centrales del día** y una mayor exposición a episodios de tensión en las franjas en las que el recurso renovable no está disponible.

Al mismo tiempo, su papel **trasciende el arbitraje energético**. En un sistema cada vez más **volátil**, con menor peso relativo de **tecnologías síncronas convencionales** y una mayor dependencia de **recursos meteorológicos**, el almacenamiento pasa a desempeñar una función creciente en la **operación del sistema**: aporta **flexibilidad**, contribuye a la **gestión de desvíos**, facilita el **control de frecuencia y tensión** y

refuerza, en términos más amplios, la **robustez operativa de la red**. Por ello, la discusión ya no puede centrarse únicamente en **cuanta potencia instalada de almacenamiento necesita el sistema**, sino también en **qué tipo de almacenamiento requiere, para qué funciones y bajo qué señales de mercado y de planificación**.

Esta cuestión resulta especialmente relevante porque **no todas las tecnologías de almacenamiento contribuyen de la misma manera a estos retos**. Aunque **baterías y bombeo comparten la capacidad de desplazar energía en el tiempo**, presentan **diferencias sustanciales** en términos de **duración, velocidad de respuesta y valor sistémico** en los distintos servicios. Desde la perspectiva de la planificación, esta distinción resulta esencial, ya que un **despliegue masivo de almacenamiento** que no esté alineado con las **necesidades funcionales del sistema** puede no solo dejar sin resolver los **desequilibrios existentes**, sino también introducir **nuevas fuentes de incertidumbre económica y operativa para los actuales y futuros inversores en una fuente de flexibilidad fundamental para el avance de la integración de fuentes renovables y la garantía de suministro**.

3

El rol del
almacenamiento
en la planificación
energética

El sistema eléctrico español está inmerso en una transformación que va mucho más allá de la sustitución progresiva de tecnologías de generación. Durante décadas, su funcionamiento se apoyó en una operativa estable y predecible. La generación térmica y nuclear atendía la demanda base, el gas se encargaba de cubrir las puntas y la demanda se comportaba de forma pasiva. En ese contexto, el almacenamiento desempeñaba un papel marginal, limitado al bombeo hidráulico como herramienta de arbitraje entre horas valle y horas punta. El sistema resultaba estable porque era la generación la que se ajustaba a la demanda, y no al contrario.

Según el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023)**, el sistema evoluciona desde un **modelo de generación centralizado**, fundamentado en una **generación de tipo base y punta** con una **demanda predominantemente pasiva**, hacia un nuevo esquema en el que resulta necesario **gestionar la variabilidad y la predictibilidad parcial de la generación renovable**. La magnitud de este cambio se refleja en la propia evolución del sistema, ya que las **unidades de energía renovable se han multiplicado por cinco en ocho años** y, de acuerdo con las previsiones del PNIEC, en 2030 **el 65% de la potencia eléctrica instalada procederá de fuentes renovables**, frente al **39% registrado en 2020**.

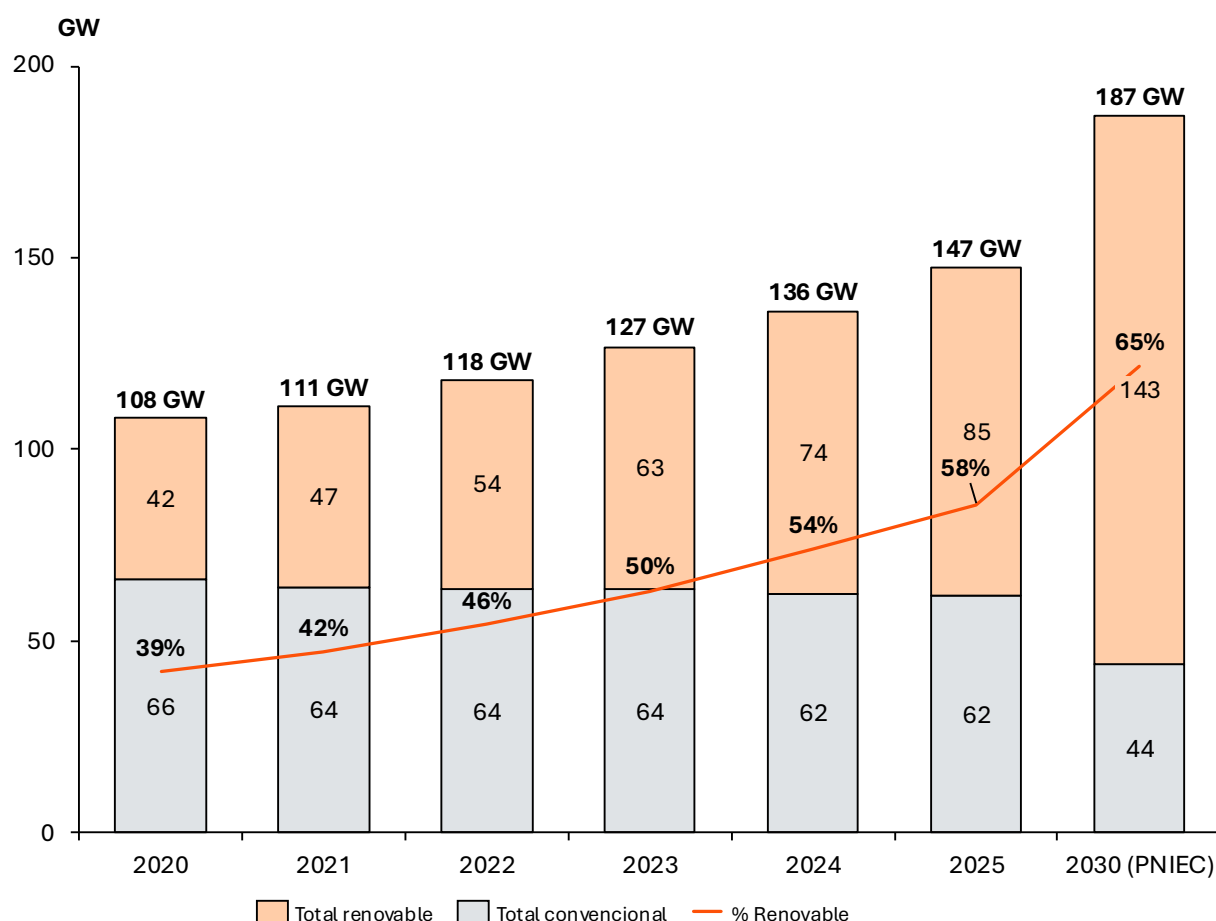


Ilustración 8: Evolución de potencia renovable y convencional en España
Fuentes: Balance eléctrico REE 2025, PNIEC 2023-2030

Este nuevo contexto conlleva **nuevos retos técnicos y económicos**. Entre ellos destaca, en primer lugar, la **gestión de excedentes y de la volatilidad de precios**, ya que en las horas de máxima producción solar o eólica el sistema puede generar **más energía de la que es capaz de absorber en tiempo real**, provocando

vertidos y episodios de **precios nulos o negativos** que distorsionan las señales de inversión. A ello se suma el reto de la **estabilidad y de la inercia del sistema**. Con el cierre progresivo de la nuclear y la menor operación de los ciclos combinados, la **inercia síncrona** que los grandes grupos rotativos aportaban de forma natural se reduce precisamente en el momento en que la **penetración renovable alcanza sus niveles más altos**. Finalmente, el reto más determinante para los **horizontes de descarbonización completa** es el de la **firmeza y la garantía de suministro**, ya que la electrificación progresiva de la industria, el transporte y los usos térmicos exige un **suministro continuo** que la generación variable no puede garantizar por sí sola. En consecuencia, el sistema necesitará **capacidades de almacenamiento de varias horas** para cubrir los **periodos prolongados de bajo recurso renovable**.

El **almacenamiento se concibe como una función del sistema**, basada en la capacidad de capturar energía en un momento y liberarla en otro, **disociando generación y consumo en el tiempo**. En la **operación del sistema**, contribuye a **regular la frecuencia, controlar la tensión y proporcionar reservas operativas**. En la **integración de renovables**, actúa como **sumidero de excedentes en horas de sobreproducción y como fuente de suministro diferido en horas de déficit**. La Recomendación de la Comisión Europea del 14 de marzo de 2023 sintetiza esta visión al reconocer que las distintas tecnologías de almacenamiento pueden prestar servicios diversos en distintas escalas y marcos temporales, y constituyen una solución técnica para aportar estabilidad y fiabilidad al sistema.

Esta **capacidad multifuncional** es lo que ha llevado al almacenamiento a ocupar un lugar central en los marcos de planificación estratégica. La **Estrategia de Almacenamiento Energético**, aprobada en febrero de 2021, fue el primer instrumento de política sectorial específicamente dedicado a esta materia en España, con un objetivo de **20 GW en 2030 y 30 GW en 2050**. Sin embargo, la aceleración del despliegue renovable superó rápidamente ese marco. La versión final del **PNIEC en 2023 eleva el objetivo hasta los 22,5 GW en 2030** e incorpora el almacenamiento como Medida 1.5 con rango propio dentro de las políticas y medidas del Plan. El **PNIEC de 2020 preveía 9 GW** en el mismo horizonte, lo que significa que en tres años el objetivo **se ha multiplicado por 2,5**. Esto conlleva un aumento de la generación renovable en el sistema y, por tanto, exige más capacidad para gestionarla sin comprometer la seguridad del suministro.

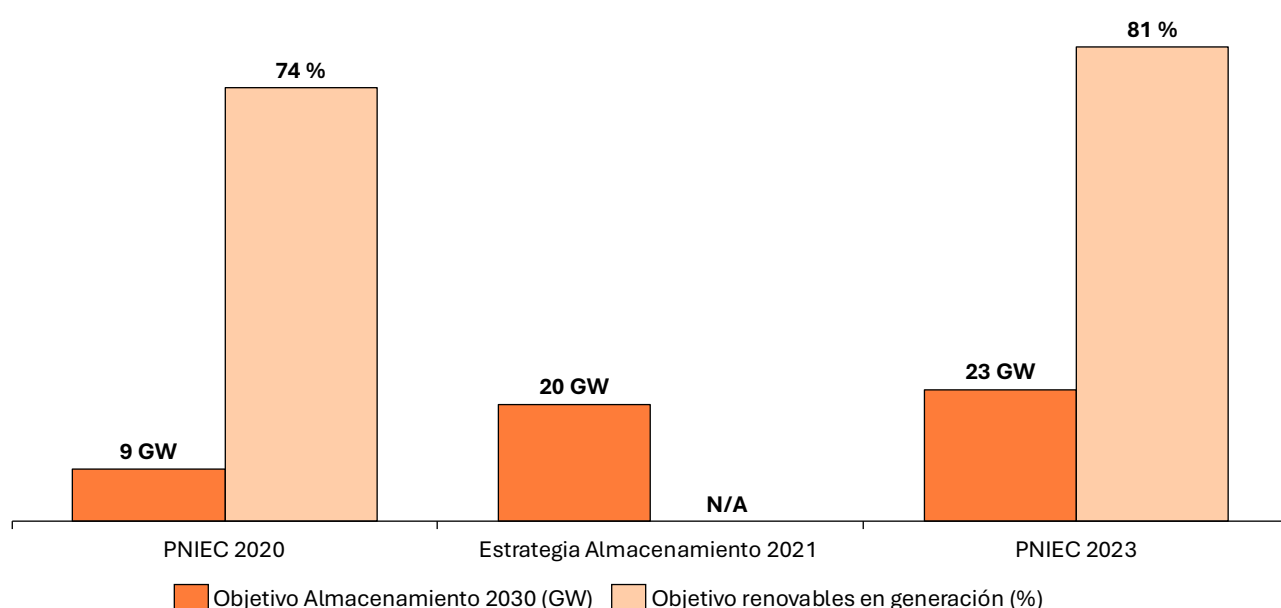


Ilustración 9: Comparativa PNIEC 2020 vs. PNIEC 2023

Fuente: MITECO 2024, PNIEC 2023

Los **22,5 GW de potencia instalada de almacenamiento fijados como objetivo para 2030** en el PNIEC se agrupan en distintos tipos de tecnologías de almacenamiento. El PNIEC los desglosa en dos bloques con funciones distintas: **12,5 GW de almacenamiento diario y semanal**, orientados a gestionar la variabilidad en el horizonte de horas a días; y **10 GW de almacenamiento estacional**, incluyendo, además del bombeo, el asociado a plantas de solar termoeléctrica, para cubrir periodos prolongados de bajo recurso renovable. Esta distinción implica tecnologías y modelos de negocio. La composición final del mix de almacenamiento dependerá de la evolución de costes y del desarrollo tecnológico de cada alternativa.

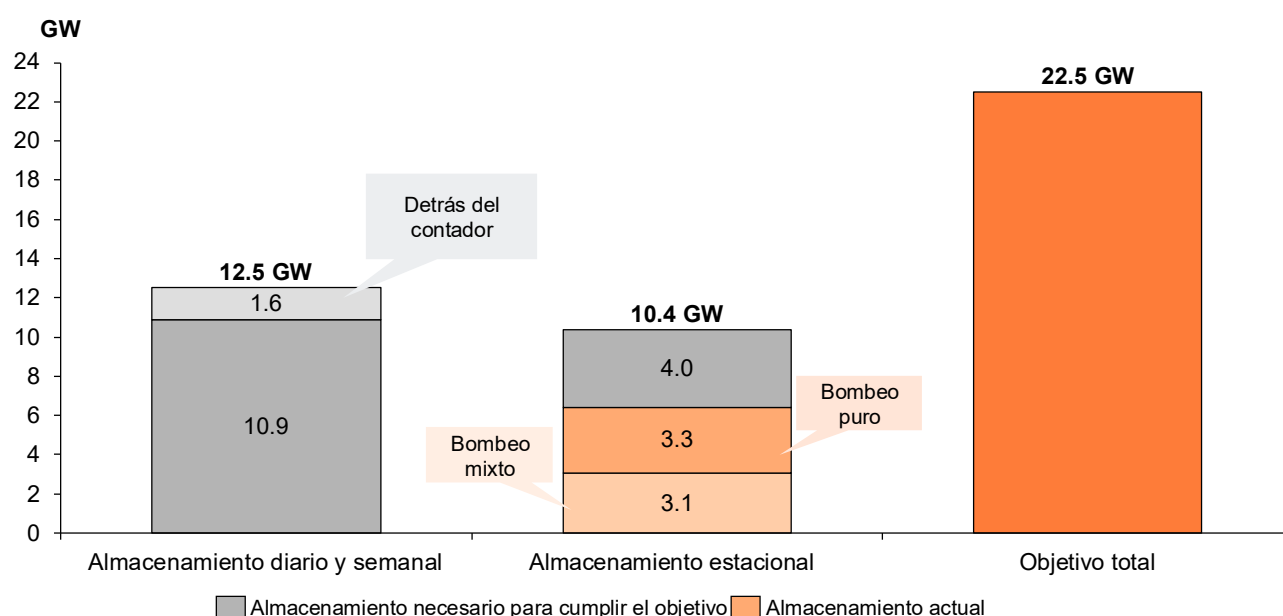


Ilustración 10: Objetivo PNIEC de potencia instalada de almacenamiento para 2030

Fuente: PNIEC 2023

A 2030, la **generación procedente de almacenamiento** se estima que **aumentará de 3.491 GWh en 2020 a 25.099 GWh en 2030, multiplicándose por más de siete en una década**. El consumo en almacenamiento, es decir, la energía renovable absorbida para su posterior descarga en la red está previsto que aumente de **4.620 GWh a 30.342 GWh** en el mismo período. Estas predicciones muestran que el almacenamiento **dejará de ser un activo residual y pasará a operar con un volumen comparable al de otras tecnologías** que hoy se consideran estructurales en el sistema.

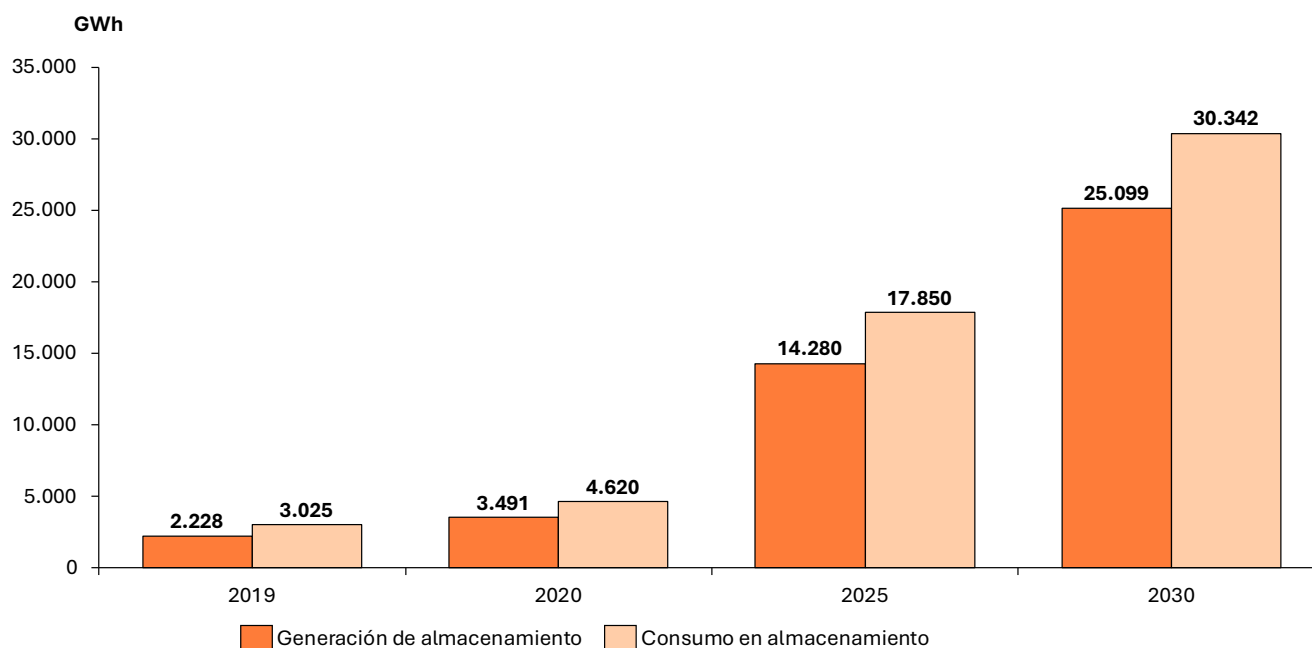


Ilustración 11: Evolución de generación y consumo de almacenamiento en el escenario PNIEC 2023

Fuente: PNIEC 2023

La evolución prevista en el **PNIEC 2023** apunta a un incremento del papel del almacenamiento en el sistema eléctrico durante los próximos años. En este contexto, el desarrollo del sector **no dependerá únicamente de la dinámica del mercado**, sino también del **marco regulatorio** y de los **instrumentos de apoyo** que permitan acompañar su despliegue, especialmente en aquellas tecnologías con mayores necesidades de inversión y plazos de maduración más largos.

En el plano regulatorio, una de las barreras más relevantes radica en que el desarrollo de las distintas tecnologías de almacenamiento no parte de condiciones equivalentes. **Las baterías presentan, por lo general, un proceso de desarrollo más ágil**, con menores condicionantes territoriales, menor complejidad constructiva y una tramitación más sencilla. El **bombeo**, en cambio, **suele afrontar plazos de tramitación significativamente más largos**, derivados de una mayor complejidad en el acceso y conexión, de la necesidad de superar procedimientos ambientales más exigentes y de su dependencia de condicionantes orográficos e hídricos específicos. Esta diferencia de partida es especialmente relevante porque el bombeo no compite únicamente en coste o en capacidad técnica, sino también en plazo de puesta en marcha. Además, **una parte de las infraestructuras existentes está siendo desaprovechada no solo por la complejidad y lentitud del proceso administrativo, sino también porque el marco concesional no reconoce, en muchos casos, duraciones suficientes para hacer viables los nuevos proyectos de bombeos sobre infraestructuras hidráulicas existentes.**

Esta asimetría se ha visto reforzada por la evolución regulatoria más reciente. El **Real Decreto-Ley 7/2026, de 20 de marzo**, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, introduce un cambio significativo al **eximir del procedimiento de evaluación de impacto ambiental, ordinario o simplificado, a los proyectos de almacenamiento electroquímico hibridados con generación renovable ubicados en Zonas de Alta Receptividad**, siempre que apliquen las medidas preventivas del catálogo correspondiente. Se trata de una simplificación administrativa relevante que reduce de forma material los tiempos de tramitación de las baterías hibridadas. No obstante, esta exención convive con otros requisitos persistentes en otros procesos administrativos como **la última convocatoria FEDER para**

almacenamiento que mantiene la exigencia de justificar las medidas previstas para mitigar riesgos como las altas temperaturas o los incendios.

En el caso del bombeo, el mismo Real Decreto-Ley 7/2026 **reconoce que es especialmente crítico para el sistema contar con almacenamiento de gran capacidad** como el bombeo hidráulico, al concederle la **Declaración de Utilidad Pública (DUP)** y la posibilidad de declarar determinados proyectos como **"Proyecto Estratégico de Inversión"**. Sin embargo, ninguno de estos reconocimientos se ha traducido, hasta el momento, en un impulso real al despliegue del bombeo, ya que la **principal barrera sigue residiendo en los permisos administrativos** (Declaración de Impacto Ambiental, Autorización Administrativa de Construcción, Autorización Administrativa de Explotación, entre otros), cuya tramitación mantiene plazos y exigencias muy superiores a los aplicables a las baterías. A esta dificultad se suma que **las concesiones para el uso privativo del agua suelen otorgarse por plazos inferiores a la vida útil de las instalaciones**, lo que compromete directamente la viabilidad económica de los proyectos, obliga a revisar el caso de negocio sobre horizontes temporales reducidos y desincentiva nuevas inversiones, mermando los beneficios que estos desarrollos podrían aportar al sistema. En la práctica, **los proyectos susceptibles de repotenciación de hidráulica quedan limitados a aprovechamientos con centrales reversibles existentes cuya fecha de fin de concesión se sitúe a más de quince años**, lo que **excluye tanto a los embalses que no cuentan hoy con central reversible como a aquellos cuya concesión vigente tiene un horizonte inferior**. Esta restricción **desincentiva el aprovechamiento de infraestructuras ya desarrolladas** y limita una de las vías potencialmente más eficientes para reforzar la capacidad de almacenamiento del sistema.

Pero el Real Decreto-Ley 7/2026 no es la única disposición que favorece el despliegue de las baterías, sino que se inserta en una tendencia regulatoria más amplia orientada a facilitar la integración del almacenamiento híbrido con generación renovable. En esta línea, el Real Decreto-Ley 997/2025 por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico, ya había introducido medidas relevantes al declarar de urgencia e interés público determinados procedimientos de autorización de instalaciones con almacenamiento híbrido, permitiendo, en los supuestos en los que no resulte necesaria una evaluación de impacto ambiental ordinaria, la reducción de plazos y la tramitación conjunta de determinados procedimientos. Asimismo, esta norma prevé la exención del trámite ambiental simplificado para el almacenamiento ubicado dentro de espacios o poligonales que ya hubieran sido previamente evaluados, lo que reduce la incertidumbre regulatoria asociada al desarrollo de estos activos y acorta los tiempos administrativos necesarios para su puesta en marcha.

A ello se suma el criterio recogido por la CNMC en su informe de abril de 2025 sobre Garantías de Origen — Expediente CNS/DE/1467/24—, que considera que la energía renovable almacenada en baterías dentro de una instalación híbrida mantiene su derecho a la expedición de Garantías de Origen aunque su vertido a la red se produzca en un momento posterior al de su generación, reconociendo así la función operativa del almacenamiento sin penalizar el diferimiento temporal de la entrega de la energía. Adicionalmente, el Real Decreto 917/2015, por el que se modifica el Real Decreto 413/2014, refuerza el tratamiento favorable del almacenamiento híbrido con instalaciones renovables, favoreciendo su integración operativa dentro del régimen aplicable a estas tecnologías.

En conjunto, estas medidas están configurando un **marco regulatorio progresivamente más favorable para las baterías híbridadas**, tanto desde el punto de vista administrativo como operativo, al reducir cargas procedimentales, aportar mayor certidumbre sobre su encaje regulatorio y preservar determinados atributos asociados a la energía renovable almacenada. Esta evolución contrasta con la situación del **bombeo**

hidráulico, que, pese a ser reconocido normativamente como una tecnología **especialmente crítica para el sistema** por su gran capacidad y larga duración, sigue sometido a una tramitación más compleja y a mayores exigencias **ambientales, concesionales y administrativas**. Aunque el **Real Decreto Ley 7/2026** prevé instrumentos como la **Declaración de Utilidad Pública** y la posible **reserva de capacidad de acceso** para impulsar estos proyectos, su efecto real ha sido hasta ahora limitado. A ello se suma que las concesiones para el uso privativo del agua suelen otorgarse por plazos inferiores a la vida útil de los activos, lo que **compromete la viabilidad económica**, desincentiva nuevas inversiones y mantiene al bombeo en una posición de desventaja frente a tecnologías cuyo despliegue se está simplificando con mayor rapidez.

Desde esta perspectiva, una línea relevante de actuación sería avanzar no solo en mecanismos que permitan acortar plazos, reducir fricciones administrativas y coordinar mejor la planificación energética, ambiental e hidráulica, sino también en **una revisión del marco concesional que permita dar visibilidad y horizonte suficiente a las inversiones en bombeo**.

En el plano económico, uno de los principales desafíos se sitúa en la capacidad del marco actual para generar una señal de inversión suficientemente clara. Esta cuestión es especialmente sensible en el caso del bombeo porque su viabilidad económica depende no solo de los ingresos energéticos, sino también de una **adecuada valoración de los servicios que aporta al sistema** y de una mejor coordinación con el régimen concesional hidráulico. La necesidad de acompasar mejor las concesiones hidráulicas con los objetivos energéticos y con los tiempos de inversión resulta, en este sentido, un elemento central. Sin ese alineamiento, **el mercado tiende a favorecer las tecnologías con un retorno más rápido de la inversión, aunque no sean necesariamente las más adecuadas** para cubrir las **necesidades de larga duración, firmeza y garantía de suministro** que el sistema va a requerir en la próxima década.

El equilibrio entre tecnologías de almacenamiento empieza a ganar relevancia incluso en países históricamente inclinados hacia las baterías, como China, principal productor mundial de este tipo de tecnología. La **planificación energética de China** ofrece un **punto de referencia relevante** para calibrar la lógica de equilibrio entre tecnologías de almacenamiento. China es el **principal fabricante mundial de baterías de litio** y controla la mayor parte de la **cadena de valor global de las celdas LFP**, desde la extracción de materiales críticos hasta el ensamblaje de sistemas. Sin embargo, su propia planificación energética no refleja una **apuesta exclusiva por el almacenamiento electroquímico**: refleja una **estrategia de complementariedad entre baterías y bombeo** que resulta más equilibrada de lo que el perfil exportador del país podría sugerir.

En **2025**, China tenía instalados **62 GW de bombeo** y **71,5 GW de baterías** sobre un parque renovable de **1,84 TW**, equivalente al **47%** de una potencia total instalada de **3,96 TW**. El objetivo para **2030** es alcanzar **120 GW de bombeo** y **150 GW de baterías**, en el marco de un sistema con **3,3 TW de renovables** que representarán el **60%** de una potencia total instalada de generación de **5,5 TW**. Esas cifras describen un **despliegue paralelo** en el que cada una cubre **funciones distintas dentro del sistema**. Esto sirve para comprender la relevancia del bombeo, ya que a pesar de que **China es el principal productor mundial de componentes de baterías** y país con mayor control sobre su **cadena de valor**, su estrategia energética **no descansa únicamente en el almacenamiento electroquímico**, sino que mantiene una **apuesta significativa por el bombeo**, reconociendo su papel para aportar **duración, firmeza y respaldo sistémico** en un sistema renovable de gran escala.

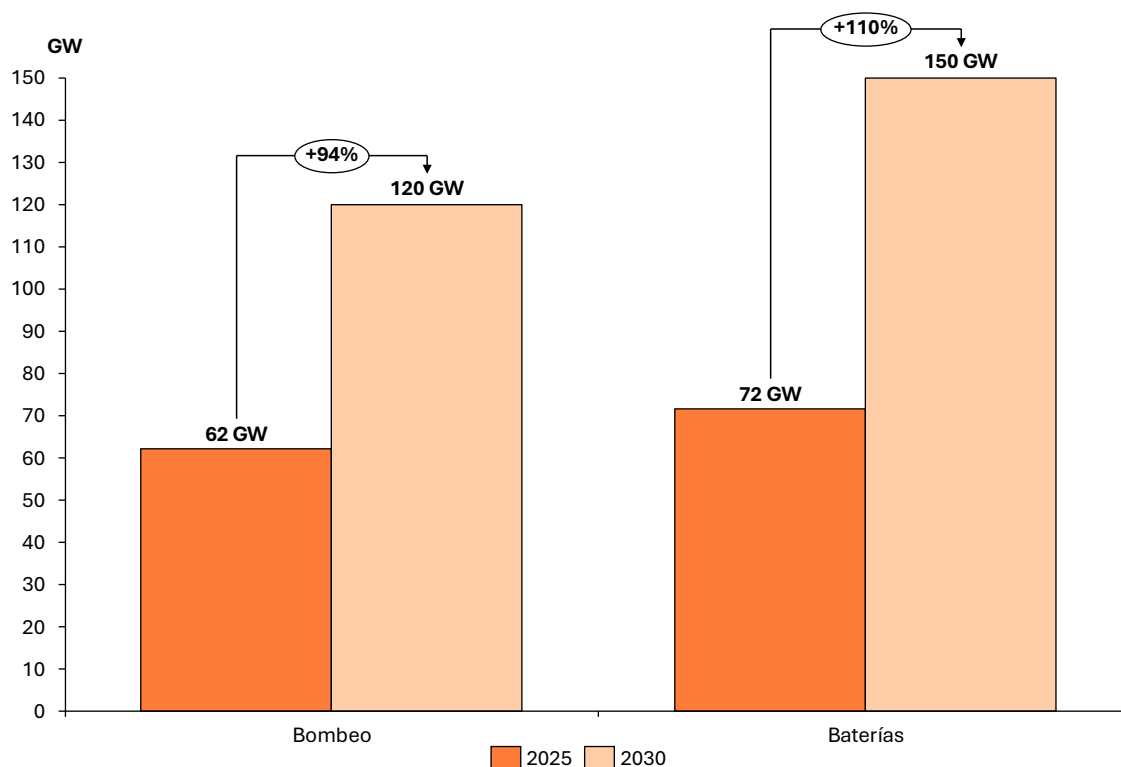


Ilustración 12: Planificación de la potencia de almacenamiento por tecnología en China 2030
Fuente: State Council The people's Republic of China, China Energy Storage Alliance

La lógica de complementariedad observada en países como China responde, en última instancia, a que **cada tecnología cumple funciones distintas dentro del sistema**. El bombeo ofrece una **capacidad de descarga de hasta 20 horas**, frente a las **2 a 4 horas habituales en las baterías**, lo que le permite **integrar mayores volúmenes de generación renovable**, sostener la operación del sistema durante eventos prolongados y **reducir el uso de ciclos combinados y sus emisiones asociadas** en periodos de bajo recurso. Esa mayor reserva energética se traduce, además, en una **mayor capacidad para acreditar potencia firme**, ya que el bombeo puede gestionarse para llegar a los momentos críticos con el **depósito con reserva suficiente**, mientras que la contribución firme de una batería **depende de su duración, de su estado de carga y de su patrón de operación previo**, lo que puede limitar su disponibilidad precisamente en las horas de mayor tensión del sistema.

En la práctica, la proporcionalidad entre las tecnologías de almacenamiento debe tener en cuenta las diferencias estructurales entre ambas tecnologías, que van más allá de los plazos de tramitación o de la facilidad de despliegue. El bombeo opera con una vida útil de entre 50 y 80 años frente a los 10 a 20 años de las baterías, lo que implica horizontes de amortización, perfiles de riesgo y lógicas de financiación radicalmente distintos. A esa diferencia de vida útil se suma una ventaja relevante en **coste del almacenamiento**: el LCOS del bombeo se sitúa entre **30 y 60 €/MWh**, frente a los **60 y 120 €/MWh** de las baterías, precisamente por su mayor duración de descarga, de **20 horas** frente a las **4 horas** estándar de las baterías, que le permite diluir su coste de capital sobre un volumen de energía gestionable muy superior. Y sobre todo ello se superpone la diferencia en **factor de derating**: el **94% del bombeo frente al 44% de las baterías de 4 horas** no es un parámetro regulatorio arbitrario, sino la expresión cuantificada de la distinta capacidad de cada tecnología para garantizar disponibilidad firme cuando el sistema más la necesita.

	Bombeo	BESS
 Vida útil	50-80 años	10-20 años
 Coste del almacenamiento	30 – 60 €/MWh	60 – 120 €/MWh
 Duración de descarga	20 horas	4 horas
 Dereating	94%	44%

Ilustración 13: Comparativa bombeo vs baterías
Fuente: Análisis PwC

La comparación entre tecnologías tampoco debería limitarse a la potencia instalada, ya que **a igualdad de MW no se está necesariamente prestando el mismo servicio al sistema**. Una batería estándar de 4 horas y un bombeo con capacidad de descarga en torno a 20 horas pueden tener la misma potencia nominal, pero no ofrecen la misma la misma capacidad de respaldo. Para igualar una prestación de larga duración mediante baterías sería necesario multiplicar la capacidad energética instalada, lo que implica **más módulos, inversores, transformadores, sistemas auxiliares, refrigeración, protección contra incendios, infraestructura eléctrica y superficie asociada**. El bombeo, permite concentrar **grandes volúmenes de energía en activos de vida útil mucho más larga que las baterías** y, cuando aprovecha infraestructuras hidráulicas existentes, reduce la necesidad de nueva ocupación relativa por unidad de energía útil. Por ello, la comparación entre bombeo y baterías debe realizarse no solo en términos de potencia, sino también de **MWh disponibles, horas de descarga, vida útil, firmeza acreditable y superficie necesaria para prestar un servicio equivalente**.

La potencia mostrada corresponde a proyectos seleccionados para recibir ayuda, pero no garantiza su puesta en servicio, al depender todavía de la aceptación de la ayuda, de la tramitación administrativa y de la obtención de los permisos preceptivos .

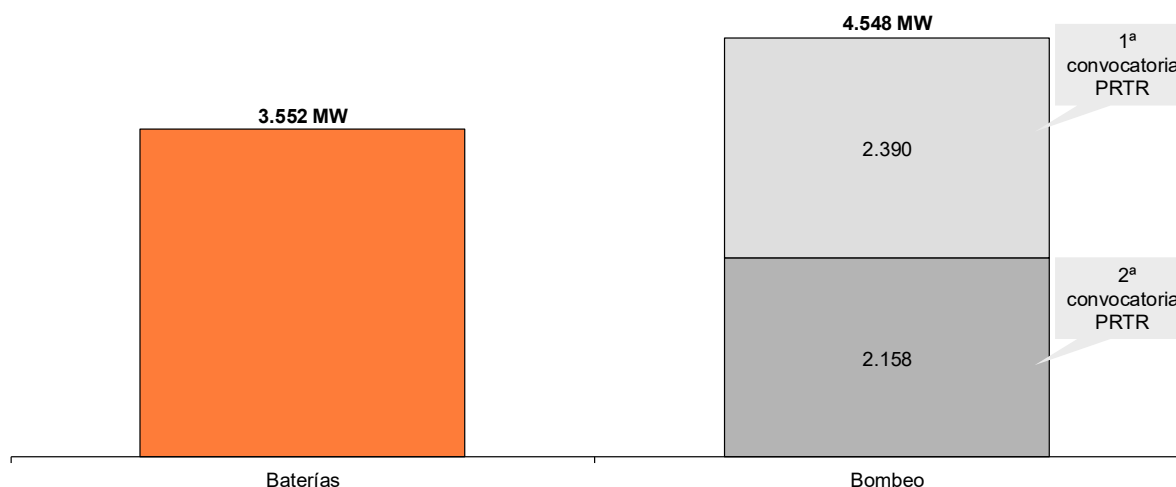


Ilustración 14: Potencia de almacenamiento con ayuda adjudicada por tecnología

Fuente: IDAE

La convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético cofinanciada con Fondos FEDER 2021-2027, dotada con **casi 840 millones de euros**, ilustra con mayor precisión la desalineación entre la señal institucional y las necesidades del sistema. Aunque las ayudas abarcan ambas tecnologías, la distribución final del presupuesto refleja una inclinación práctica muy marcada hacia las soluciones de corta duración: **el 62% del presupuesto se reservó para proyectos de hibridación y baterías stand-alone**, cubriendo una parte considerable de su CAPEX, mientras que **solo el 22% se reservó para proyectos de bombeo**, con una financiación máxima topada en 60 millones de euros por proyecto, una cifra que representa una fracción mínima del CAPEX necesario para este tipo de instalaciones. El resultado fue que no se presentaron suficientes proyectos de bombeo como para agotar el presupuesto previsto, de modo que finalmente **solo el 11,5% del presupuesto total otorgado fue a beneficiarios con proyectos de bombeo, frente al 81% que fue a proyectos de baterías híbridadas o stand-alone**. Esta distribución no solo refleja **una relación ayuda/CAPEX claramente desproporcionada entre baterías y bombeo**, sino que además acompaña una concentración del despliegue en tecnologías de menor plazo de ejecución y menor duración. Sin embargo, el sistema no necesita únicamente capacidad de respuesta rápida, sino también almacenamiento capaz de desplazar energía durante periodos prolongados, **evitar vertidos de generación renovable, reducir la necesidad de producir electricidad con ciclos combinados en horas de escasez de recurso renovable y, con ello, evitar la quema de gas en los momentos de mayor tensión del sistema, reduciendo costes variables, emisiones y exposición al precio internacional del combustible, con ahorros relevantes para el conjunto del sistema eléctrico**, además de disminuir la dependencia energética exterior al **apoyarse en un recurso autóctono**. Si las ayudas públicas favorecen de forma predominante tecnologías de corta duración, la señal de inversión puede terminar reforzando un patrón de despliegue que **no responde plenamente a las necesidades estructurales del sistema eléctrico a medio y largo plazo**.

Si se considera el conjunto de las convocatorias FEDER 2021-2027 y PRTR, **solo en torno al 20% del presupuesto total de las ayudas al almacenamiento se ha destinado al bombeo**, frente al 80% que ha recaído sobre proyectos de baterías. En términos absolutos, la potencia de baterías beneficiaria de ayuda alcanza aproximadamente **3.400 MW con un volumen agregado cercano a los 970 millones de euros**, frente a unos **2.400 MW de bombeo apoyados con 195 millones de euros**, lo que supone un diferencial cercano al **80% en el importe asignado entre ambas tecnologías**. La brecha refleja que las **baterías reciben ayudas de hasta un 40% de su inversión (CAPEX) según los niveles de inversión de referencia que se están observando**, mientras que el bombeo solo alcanza el 10%.

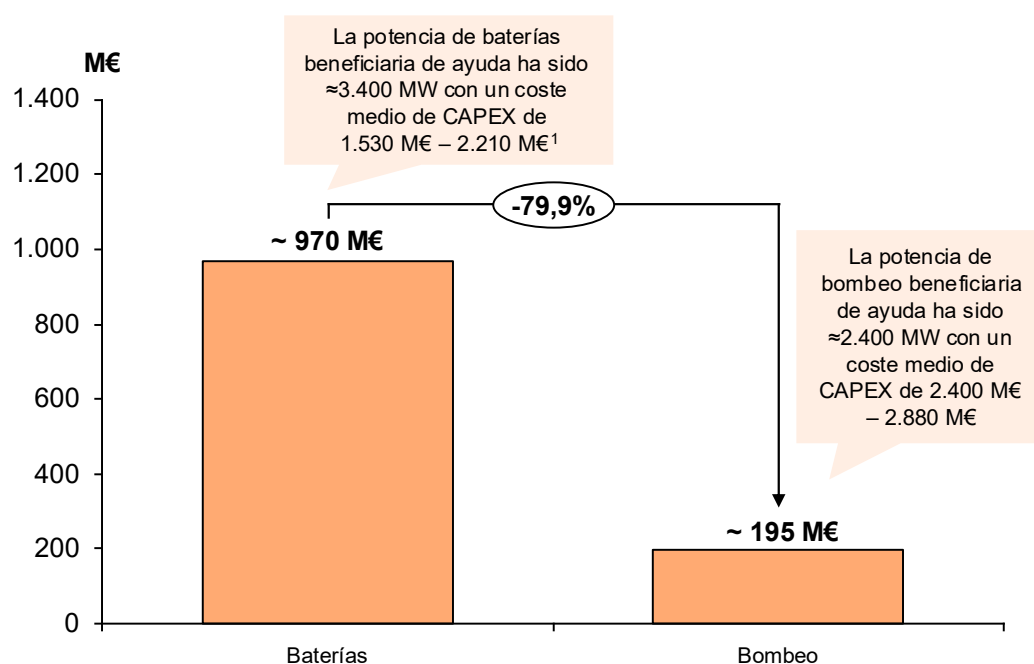


Ilustración 15: Presupuestos de las ayudas PRTR y FEDER para almacenamiento

Fuente: IDAE

Las señales de apoyo al despliegue del almacenamiento se están concentrando más sobre las baterías que sobre el bombeo. Las baterías, que tienen un plazo de puesta en marcha menor y que han recibido mayores ayudas públicas en las recientes convocatorias, están experimentando un crecimiento en su despliegue, que se puede observar en la potencia en estado de desarrollo, tanto potencia en curso de tramitación de permisos de acceso y conexión (10.888 MW de baterías frente a 1.285 MW de bombeo) como potencia con permisos de acceso y conexión concedidos y que está pendiente de puesta en marcha (5.077 MW de baterías frente a 2.797 MW de bombeo).

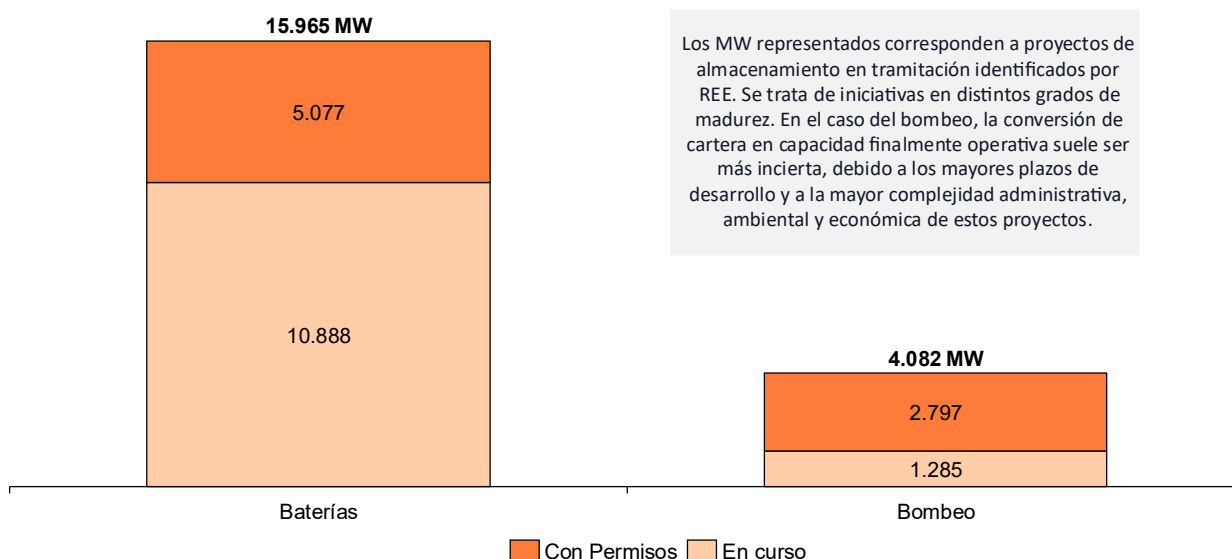


Ilustración 16: Proyectos de almacenamiento en desarrollo

Fuente: Red Eléctrica de España

La **elección entre tecnologías de almacenamiento** tiene una **dimensión de cadena de valor** que la **política industrial europea** ha comenzado a incorporar de forma explícita en sus marcos regulatorios, y que es relevante para evaluar la **coherencia entre los instrumentos de apoyo al almacenamiento y los objetivos de autonomía estratégica de la Unión**.

La **UE** tiene una participación **inferior al 7%** en la **producción global de materiales críticos** en la etapa de **extracción**, del **4%** en la **fabricación de celdas de baterías de litio** y del **3%** en el **procesamiento de materiales para baterías**. La **cadena de valor de las baterías de litio** presenta **vulnerabilidad en todos los eslabones**, desde la **materia prima** hasta la **celda final**. El documento preparado por la **Presidencia española del Consejo Europeo en septiembre de 2023** cuantificó esa dependencia al señalar que, **sin medidas correctivas**, la **demandas de baterías de litio y otros componentes críticos para la transición energética se multiplicará entre 10 y 30 veces en la próxima década**, con una **concentración de suministro en China** comparable, en términos de **riesgo de dependencia**, a la que existía con **Rusia en gas natural antes de 2022**.

Aproximadamente el **75-80% del coste de las celdas LFP** que se instalan en proyectos **BESS en Europa** corresponde a **tecnología, materiales procesados y fabricación de origen chino**. Los **proveedores dominantes** concentran la mayor parte de la capacidad de producción global y determinan tanto el **precio** como las **condiciones de suministro** del componente que representa entre el **50% y el 55% del CAPEX total** de un proyecto BESS

La **cadena de valor del bombeo hidráulico** presenta una **estructura diferente** en todos estos aspectos. Los componentes principales de una central de bombeo reversible tienen **fabricantes europeos con capacidad de suministro establecida**: **Andritz Hydro, Voith y GE Vernova Hydro** operan en España y tienen experiencia acreditada en el parque hidráulico nacional. A ello se añade que **el componente de obra**

civil del bombeo, que representa la fracción más elevada del **CAPEX** en proyectos de nueva construcción, genera un volumen significativo de empleo local en las fases de construcción, mantenimiento y operación, con un efecto tractor sobre la industria auxiliar nacional. La diversificación de la inversión en almacenamiento entre bombeos y baterías es, por tanto, una cuestión también de reducción del riesgo de dependencia tecnológica y de cadena de valor.

Por otro lado, se debe destacar dónde se sitúan hoy los recursos que sostienen la operación y la estabilidad del sistema. El mapa de **centrales nucleares, ciclos combinados, reactancias y STATCOMs** refleja la arquitectura sobre la que descansa hoy la capacidad del sistema para mantener la frecuencia y la tensión ante perturbaciones. Las **cinco centrales nucleares en operación** aportan **inercia síncrona real**, un atributo que las tecnologías renovables no proporcionan de forma intrínseca. Los ciclos combinados complementan esa función con capacidad de respaldo y regulación rápida, mientras que las reactancias y los **STATCOMs** actúan como dispositivos de compensación reactiva distribuidos por los principales corredores eléctricos, absorbiendo variaciones de tensión que, en un sistema con alta penetración renovable, se producen con creciente frecuencia e intensidad. A diferencia del almacenamiento energético, estos elementos **no gestionan energía en el tiempo**, sino que regulan la calidad de la onda eléctrica, lo que los convierte en **complementarios y no sustitutivos** del almacenamiento propiamente dicho.

La necesidad de reforzar estos elementos de control de tensión y estabilidad ya se está materializando en la planificación de la red. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha propuesto una tercera Modificación de aspectos puntuales de la Planificación de electricidad con horizonte 2026, que incluye **actuaciones para seguir aumentando la resiliencia del sistema eléctrico** y reducir el coste de la electricidad para los consumidores, con una inversión de alrededor de **600 millones de euros**. Entre las actuaciones previstas se incluyen **cuatro e-STATCOM plenamente integrados en la red**, así como **28 nuevas reactancias y la renovación de otras cuatro**.

Los nuevos equipos de control de tensión y estabilidad se distribuyen por distintos puntos del sistema, incluyendo zonas del norte, del centro peninsular y de corredores de transporte alejados de las principales áreas de desarrollo fotovoltaico. Esto muestra que **las necesidades de reactiva, control de tensión y estabilidad dinámica no coinciden necesariamente con el mapa de despliegue de nueva generación renovable ni con el de las baterías híbridadas**. Mientras la solar fotovoltaica y buena parte de los proyectos de baterías asociados se concentran principalmente en Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha, las necesidades de soporte de red aparecen de forma mucho más distribuida en el sistema.

Si el despliegue de baterías se concentra allí donde existe acceso renovable disponible o donde resulta más sencillo optimizar una hibridación, el sistema puede incorporar capacidad de almacenamiento sin resolver necesariamente las necesidades más críticas de red. **En ese caso, la localización de los activos queda determinada en mayor medida por la lógica económica y administrativa del promotor de renovables que a una lógica de planificación orientada a las necesidades físicas del sistema eléctrico.**

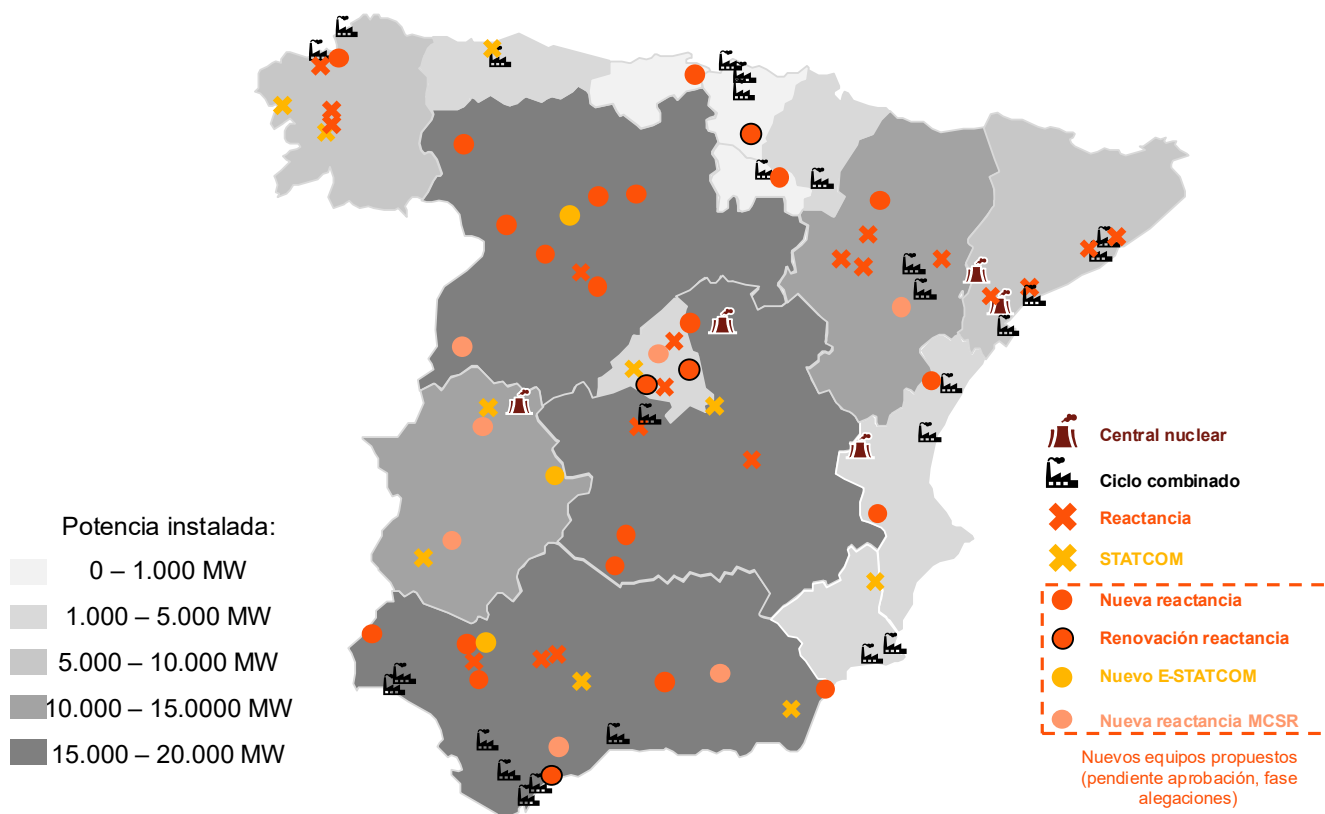


Ilustración 17: Mapa de elementos de control de tensión en España vs Potencia renovable
Fuente: Análisis PwC

A esta dificultad de alineamiento territorial se suma una limitación de carácter normativo. **Los procedimientos de operación que regulan la integración del almacenamiento en el sistema todavía no están plenamente desarrollados**, lo que reduce la visibilidad y la previsibilidad para los nuevos proyectos en aspectos clave como la participación en servicios de balance, el reconocimiento de la potencia firme o las condiciones de habilitación para servicios de red. Esta indefinición regulatoria afecta especialmente a tecnologías con plazos de maduración largos, como el bombeo, donde la falta de un marco operativo estable se traduce en mayor incertidumbre sobre los flujos de ingresos futuros y, por tanto, en una señal de inversión más débil.

El almacenamiento no solo debe absorber excedentes allí donde se producen. También debe contribuir a **reducir congestiones, aportar estabilidad, reforzar la seguridad de suministro y dar soporte a una red cada vez más tensionada por flujos de energía más variables y geográficamente asimétricos**. La concentración de nueva generación fotovoltaica en el sur y el centro peninsular está incrementando los flujos de electricidad hacia otras zonas del sistema, especialmente en dirección sur-norte, en niveles superiores a los contemplados inicialmente en la Planificación de la Red de Transporte 2021-2026. Esta evolución ha obligado a reforzar el control de tensión y ha incrementado la necesidad de utilizar ciclos combinados en los servicios de ajuste de restricciones técnicas, lo que confirma que **el problema no es solo instalar más generación renovable o más almacenamiento, sino ubicar y dimensionar los recursos de flexibilidad de acuerdo con las necesidades reales de la red**.

El **bombeo hidráulico** es en España la tecnología de almacenamiento con mayor implantación real. Las centrales actualmente en servicio suman una potencia conjunta de **3.331 MW**, distribuidas entre ocho

instalaciones de referencia. La central de **La Muela**, con **1.390 MW**, lidera con notable diferencia, seguida de **Tajo de la Encantada** con **420 MW** y **Salazón** con **400 MW**. En paralelo, existe un segundo bloque de proyectos en desarrollo con subvención que añadiría **2.390 MW adicionales**. Entre ellos destaca **EcoEbre** con **1.099 MW**, seguido de Navelao, Alcántara Boreal y Velilla del Río Carrión, junto a proyectos de menor potencia en A Coruña, Cádiz y Badajoz. **Sin embargo, ninguno de estos proyectos está actualmente en construcción**, lo que pone de manifiesto que **siguen sin observarse señales de rentabilidad suficientes** para viabilizar nuevas inversiones en bombeo, **incluso en proyectos que ya han recibido apoyo público**.

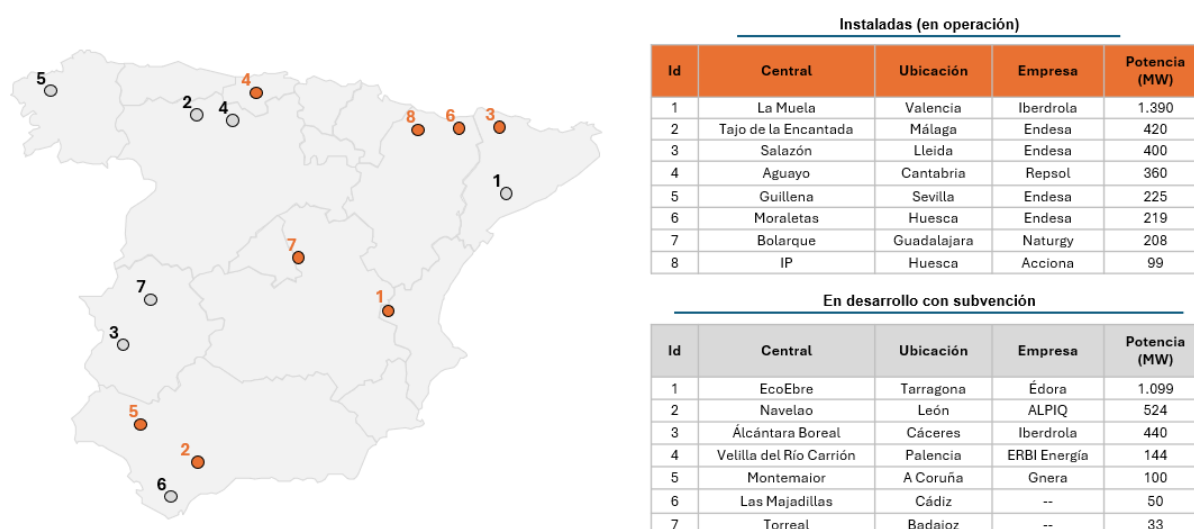


Ilustración 18: Localización de instalaciones de bombeo puro instaladas y en desarrollo en España
Fuente: BOE y Análisis PwC

Aunque el bombeo está más condicionado por la geografía que las baterías, esa limitación no significa que su desarrollo quede restringido a unos pocos enclaves aislados. Al contrario, la implantación actual y la cartera de proyectos en desarrollo muestran que existe base suficiente para articular un **despliegue territorial amplio**, apoyado en distintas cuencas y en diferentes zonas del país. La clave no está en pensar el bombeo como una solución puntual, sino como una infraestructura que, allí donde existe recurso y viabilidad administrativa, puede aportar almacenamiento de larga duración con una lógica de alcance nacional.

En el caso de las baterías, la lógica territorial observada parece estar más condicionada por la **disponibilidad de acceso y por el anclaje a proyectos renovables** existentes que por una planificación sistémica de red plenamente orientada a necesidades futuras. Esto es razonable en una parte importante de los proyectos, especialmente en los esquemas de **hibridación**, donde la batería se instala junto al activo renovable para optimizar el punto de conexión y capturar mejor el valor del arbitraje. Sin embargo, esa lógica no siempre coincide con la **mejor localización para prestar servicio al sistema**. En gran medida, se trata de almacenamiento que **se ubica donde puede conectarse, no necesariamente donde el sistema más lo necesita**.

El conjunto de proyectos identificados, considerando únicamente aquellos que han recibido ayuda por parte de las administraciones públicas a través de las convocatorias disponibles, tanto en modalidad *Stand-Alone* como en hibridación con renovables, representa una potencia total planificada de 3.552 MW: **1.262 MW** en proyectos *Stand-Alone* y **2.290 MW** en **proyectos de hibridación**. La concentración de proyectos en **Castilla-La Mancha (578 MW**, íntegramente en hibridación), **Andalucía (779 MW)** y **Extremadura (432 MW**, también íntegramente en hibridación) guarda una correlación directa con las comunidades de mayor despliegue fotovoltaico y eólico. El hecho de que en Castilla-La Mancha y Extremadura no haya proyectos *Stand-Alone* sugiere que la lógica predominante sigue siendo la del **aprovechamiento del acceso renovable ya otorgado**, más que una ubicación plenamente orientada a las necesidades de estabilidad, congestión o soporte a la demanda del sistema en su conjunto.

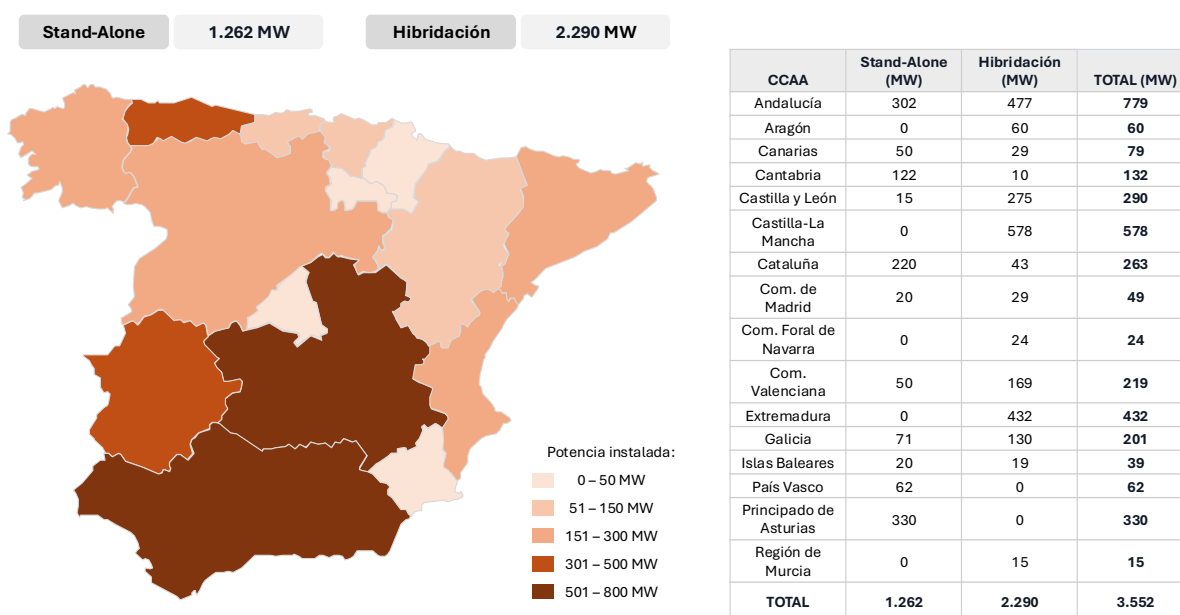


Ilustración 19: Mapa de desarrollo de proyectos de baterías en España

Fuente: IDAE, Análisis PwC

La **estabilidad estructural de la red** sigue descansando, en gran medida, sobre aquellos activos capaces de aportar **inercia y control de tensión**. Por un lado, los activos de inercia contribuyen a estabilizar la onda de red ante perturbaciones del sistema. Por otro, los equipos de compensación reactiva permiten gestionar los desequilibrios de potencia reactiva que afectan al comportamiento de la red. Sobre esta base, el mapa siguiente permite visualizar la localización de estos elementos de control de tensión en relación con la distribución territorial de la potencia renovable instalada.

En el caso de las **baterías**, el análisis territorial revela una imagen más compleja. **La concentración de proyectos** en Castilla-La Mancha (578 MW, íntegramente en hibridación), Andalucía (779 MW) y Extremadura (432 MW, íntegramente en hibridación) **guarda una correlación directa con las comunidades de mayor despliegue fotovoltaico y eólico del país**. Sin embargo, el hecho de que **la totalidad** de los proyectos de Castilla-La Mancha y Extremadura sean de **hibridación, sin ningún proyecto Stand-Alone**, sugiere que la lógica predominante parece estar más vinculada al **aprovechamiento del acceso a red** ya otorgado a proyectos renovables que a una planificación plenamente orientada a las necesidades del sistema en su conjunto.

Este desajuste entre el patrón de despliegue y las necesidades funcionales del sistema se intensificará en los próximos años. Con la **salida progresiva de la generación térmica convencional** y el avance del despliegue renovable, el sistema requerirá incorporar **capacidad de almacenamiento que aporte duración, firmeza, flexibilidad operativa y control de tensión**, evitando que su localización quede determinada únicamente por la disponibilidad de acceso o por la oportunidad de hibridación. La planificación deberá orientarse, por tanto, hacia un despliegue que combine las señales de mercado con las necesidades físicas del sistema, asegurando que las nuevas capacidades se ubiquen allí donde mayor valor aportan a la estabilidad, la seguridad de suministro y la integración renovable.

A esta dificultad de alineamiento territorial se suma una limitación de carácter normativo. **Los procedimientos de operación que regulan la integración del almacenamiento en el sistema todavía no están plenamente desarrollados**, lo que reduce la visibilidad y la previsibilidad para los nuevos proyectos en aspectos clave como la participación en servicios de balance, el reconocimiento de la potencia firme o las condiciones de habilitación para servicios de red. Esta indefinición regulatoria afecta de forma transversal a ambas tecnologías, pero adquiere una relevancia particular para aquellas con plazos de maduración más largos, como el bombeo, donde la falta de un marco operativo estable se traduce en una mayor incertidumbre sobre los flujos de ingresos futuros y, por tanto, en una señal de inversión más débil.

Conclusiones

El mapa actual del almacenamiento en España responde a una combinación de condicionantes físicos en el caso del bombeo y de oportunidad de conexión en el caso de las baterías, con una presencia todavía limitada de una lógica de planificación **orientada a las necesidades funcionales del sistema**. El reto de los próximos años no será solo sumar megavatios de almacenamiento, sino **incorporar capacidad que aporte duración, firmeza y flexibilidad operativa** en un sistema con alta penetración renovable. Esta necesidad será especialmente relevante a medida que avance la salida progresiva de activos de inercia convencional y el sistema eléctrico peninsular requiera **nuevas soluciones técnicas para mantener su robustez y estabilidad**.

El bombeo presenta atributos que no son fácilmente replicables por las baterías, especialmente por su **almacenamiento de larga duración**, su contribución a la **firmeza del sistema**, su mayor **reserva energética** y su aportación a la **estabilidad operativa**. En este contexto, el objetivo de **22,5 GW de almacenamiento fijado por el PNIEC** no debería interpretarse únicamente como una **meta agregada de potencia instalada**, sino como una señal de que el sistema necesita un **mix tecnológico diversificado**, dimensionado en función de las necesidades reales de flexibilidad, duración, respaldo y seguridad de suministro.

Alcanzar ese objetivo requerirá coherencia entre **ambición cuantitativa, medidas de acompañamiento, señales económicas y planificación de red**. Si estas dimensiones no avanzan de forma coordinada, existe el riesgo de que el despliegue se concentre en las soluciones con **menor plazo de maduración, mayor facilidad de tramitación** o mejor encaje financiero en el corto plazo, aunque no sean necesariamente las que mejor cubren las necesidades estructurales del sistema a medio y largo plazo. Este riesgo se ve reforzado por una señal pública que, a través de programas como **PERTE/FEDER**, ha acompañado con mayor intensidad el desarrollo de **baterías e hibridaciones** que el de proyectos de bombeo, generando una **asimetría** entre la tecnología que despliega más rápido y aquella que aporta **mayor duración y valor estructural**.

El bombeo afronta plazos de desarrollo y tramitación de entre **ocho y quince años**, difícilmente compatibles con una lógica de despliegue acelerado si no existe un marco específico que lo acompañe. En paralelo, las **ayudas recientes** y la **estructura del pipeline** están favoreciendo en mayor medida el desarrollo de baterías, reforzando una trayectoria orientada hacia **soluciones de menor duración**. Esta dinámica puede ser útil para ganar **flexibilidad intradiaria**, pero no garantiza por sí sola la **larga duración**, la **firmeza** ni los **servicios de red** que exigirá un sistema con alta penetración renovable.

Además, la planificación deberá tener en cuenta que el almacenamiento electroquímico se desarrolla como un **recurso distribuido**, con impacto directo sobre la **operación y el dimensionamiento de las redes**, especialmente cuando su localización responde a disponibilidad de acceso o a oportunidades de hibridación más que a necesidades sistémicas. También deberá valorarse la **ocupación territorial** de cada alternativa, no solo en términos de potencia, sino de **energía útil y duración disponible**, ya que las necesidades de superficie y equipamiento de las baterías aumentan de forma significativa cuando se busca replicar prestaciones de almacenamiento de larga duración.

Por tanto, el reto no consiste solo en instalar más almacenamiento, sino en asegurar que el despliegue responda a las necesidades funcionales del sistema: integrar renovables, reducir vertidos, resolver congestiones, aportar estabilidad y sustituir progresivamente funciones hoy cubiertas por activos convencionales con inercia síncrona. La reciente planificación de nuevos *e-STATCOM* y reactancias confirma que **las necesidades de estabilidad, control de tensión y soporte de red están distribuidas por todo el sistema**, mientras que el despliegue de baterías se concentra principalmente allí donde existe acceso renovable disponible o una oportunidad de hibridación. Desde esta perspectiva, es clave disponer de una planificación que tenga en consideración un despliegue balanceado, evitando que el desarrollo del almacenamiento quede excesivamente condicionado por criterios de corto plazo, por la mera disponibilidad de acceso o por una señal de ayudas que no refleje adecuadamente el valor sistémico e industrial de cada tecnología.

4

Impacto del
almacenamiento
en el mercado de
energía

El mercado eléctrico español está experimentando una transformación estructural marcada por la creciente integración de energías renovables, especialmente la solar fotovoltaica, y por una demanda eléctrica que ha mostrado una evolución contenida en los últimos años. Esta combinación está alterando de forma significativa la dinámica de formación de precios en el mercado mayorista, al concentrar una elevada oferta de generación de bajo coste marginal durante las horas centrales del día sin que exista un crecimiento equivalente de la demanda capaz de absorberla.

Como consecuencia, la curva horaria de precios presenta perfiles cada vez más pronunciados, con un periodo valle en las horas solares y dos periodos pico en las franjas no solares, particularmente por la mañana y al final del día. **Este comportamiento refleja un nuevo entorno de mercado**, caracterizado por una mayor volatilidad de precios intradiarios y por la necesidad de incorporar soluciones de flexibilidad, almacenamiento y gestión de la demanda que permitan optimizar la operación del sistema y mejorar la eficiencia económica del conjunto del mercado.

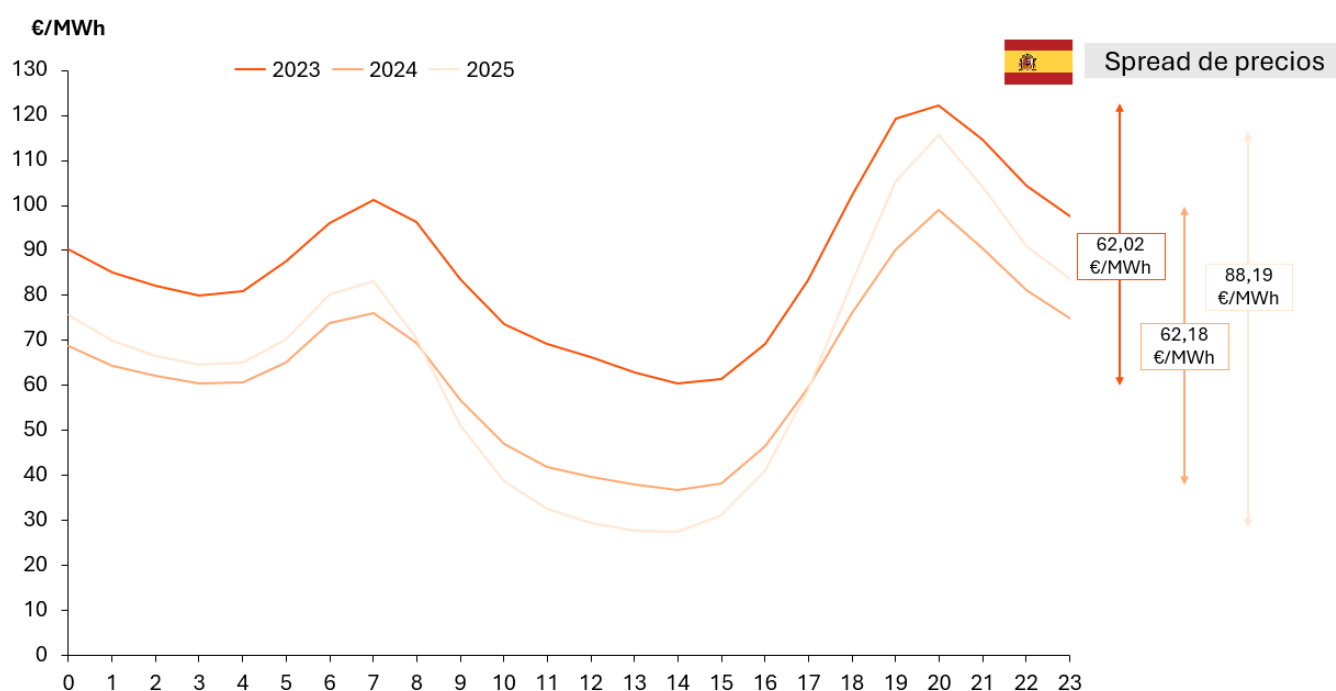


Ilustración 20 Precio horario medio del mercado Spot en España [2023-2026]²

Fuente: ESIOS

En este contexto, durante las horas solares, la elevada producción fotovoltaica presiona los precios a la baja de forma significativa, mientras que en las horas no solares la cobertura de la demanda recae con mayor frecuencia en los ciclos combinados como tecnología marginal, lo que se traduce en un repunte acusado de los precios de la electricidad. Esta alternancia entre periodos de alta generación renovable y tramos de mayor dependencia de tecnologías térmicas está redefiniendo el comportamiento intradiario del mercado.

² Datos provisionales para 2026, hasta el 10/04/2026

A esta situación de precios se le suma el elevado nivel de vertidos renovables que se está produciendo en España, **lo que implica que una parte significativa de la energía renovable generada no está siendo aprovechada**. Los vertidos renovables se dividen en económicos, es decir, ofertas que no han entrado en la casación del mercado; y técnicos, esto es, ofertas que, a pesar de haber casado en el mercado, se determina que no viertan su producción para dejar espacio a tecnologías síncronas necesarias para aportar estabilidad al sistema. Solo en 2025, el volumen de vertidos fotovoltaicos ascendió hasta los 4,87 TWh, concentrándose principalmente entre los meses de abril y septiembre.

La dificultad del sistema para absorber toda la generación renovable disponible se intensifica especialmente en los meses de mayor irradiación y producción solar, reforzando la necesidad de incorporar soluciones de flexibilidad y almacenamiento capaces de capturar esos excedentes para liberarlos en las horas y periodos de mayor valor para el sistema.

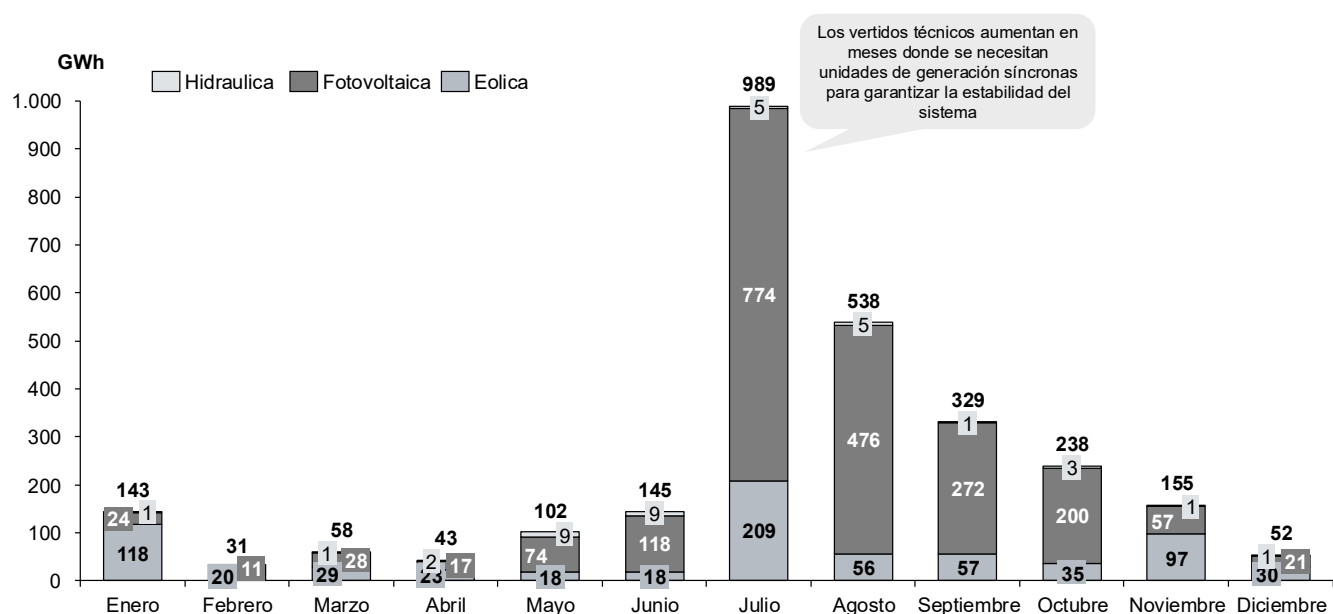


Ilustración 21 Vertidos técnicos renovables en 2025

Fuente: ESIOS

Como resultado del alto volumen de vertidos económicos, **las ofertas renovables son cada vez más bajas para intentar asegurar su puesto en la casación del mercado**, lo que provoca que se intensifique la volatilidad de precios y se amplíe progresivamente el *spread* de precios diarios en el mercado español, entendido como la diferencia entre el precio horario más alto y el más bajo en un mismo día. Este ensanchamiento del diferencial de precios constituye una señal cada vez más relevante para la toma de decisiones en materia de operación, contratación, gestión de riesgos e inversión en soluciones de flexibilidad y almacenamiento.

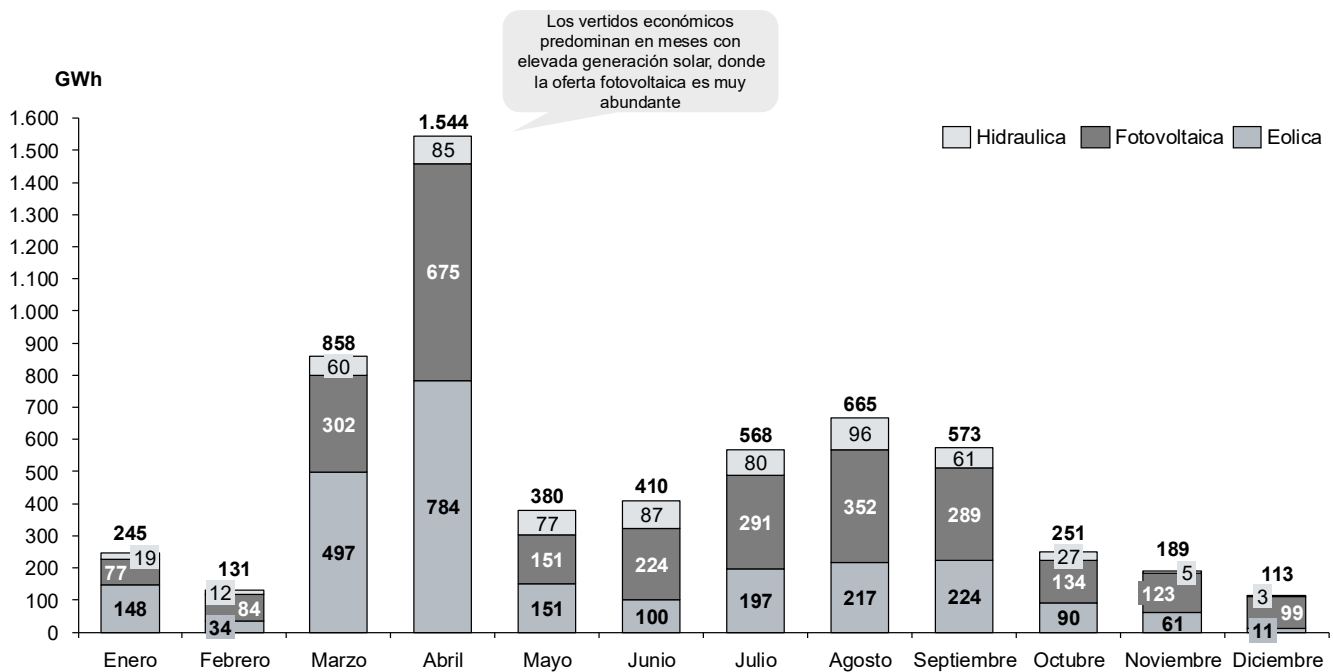


Ilustración 22 Vertidos económicos renovables en 2025
Fuente: ESIOS

El almacenamiento participa en los **mercados mayoristas españoles** con una lógica económica relativamente simple, pero con **implicaciones sistémicas cada vez más relevantes**. Tanto el **bombeo** como las **baterías** pueden presentarse en el mercado como unidades compradoras cuando cargan energía y como unidades vendedoras cuando la devuelven al sistema. En el **mercado diario**, este ámbito se define como el mecanismo en el que los agentes presentan ofertas de venta y de adquisición para las **veinticuatro horas del día siguiente**; la casación se produce por cruce entre oferta y demanda. Una vez casado el mercado, los resultados se remiten al operador del sistema para verificar su viabilidad técnica y, en su caso, ajustarlos mediante el proceso de **restricciones técnicas**, dando lugar al **programa diario viable**.

Desde la perspectiva del almacenamiento, esta arquitectura permite **monetizar el arbitraje temporal de la energía**. Un bombeo o una batería compra electricidad en aquellas horas en las que el precio esperado es bajo y la vende cuando el precio previsto es superior. Es decir, el activo transforma **diferenciales horarios de precio** en ingreso bruto de mercado. En España, este mecanismo tiene un encaje especialmente natural en un sistema con una **penetración renovable creciente**, porque los periodos de alta producción solar o eólica generan con más frecuencia horas de **precios deprimidos**, mientras que las horas de menor recurso renovable o mayor tensión de demanda concentran **señales de precio más elevadas**. La propia granularidad actual del mercado favorece este tipo de operación, desde el **1 de octubre de 2025** el mercado diario funciona con **productos de 15 minutos** con el objetivo de mejorar la precisión en el equilibrio entre oferta y demanda y favorecer la integración de energías renovables.

En los **mercados intradiarios** el valor del almacenamiento es, si cabe, aún más claro. Estos mercados permiten a los agentes ajustar, mediante ofertas de compra y venta, el programa resultante del diario en función de las necesidades que esperan en tiempo real. Actualmente, el mercado intradiario en España combina **subastas intradiarias gestionadas por OMIE** con el **mercado intradiario continuo europeo (SIDC/XBID)**, una vez que el operador del sistema ha realizado los ajustes necesarios tras el mercado diario.

para que el programa sea viable. En el caso del continuo, la negociación puede mantenerse hasta **una hora antes de la entrega de la energía**. Para una central de bombeo o una batería, esto significa poder **re-optimizar su posición** cuando cambian la previsión renovable, la demanda esperada, la disponibilidad de red o la propia curva de precios intradiaria. En la práctica, el intradiario permite **afinar la captura de valor, reducir desvíos y reposicionar el activo** con mucha más precisión que el mercado diario.

Aun así, existe una diferencia importante entre **bombeo y baterías** en cuanto a su forma de operar y aportar valor. El **bombeo** sigue siendo, en España, la **tecnología madura de almacenamiento energético a escala del sistema**. Su principal fortaleza es **desplazar grandes volúmenes de energía** entre franjas horarias, es decir, absorber excedentes y devolverlos en momentos de mayor valor. Las **baterías**, en cambio, comparten esa misma lógica de arbitraje, pero su ventaja competitiva aparece sobre todo en **horizontes más cortos**.

Cuando se analiza su aportación al **balance energético español**, el mensaje relevante es que el almacenamiento ya desempeña una **función visible**, pero todavía no tiene una **dimensión suficiente** como para alterar de manera estructural el funcionamiento agregado del mercado. Según **Red Eléctrica**, en **2025** la demanda eléctrica nacional alcanzó **256.086 GWh**. En ese mismo ejercicio, el uso del almacenamiento marcó **máximos históricos**, con **9.204 GWh de consumo** y **5.886 GWh de turbinación por bombeo**. Estas cifras fueron, respectivamente, un **7,8 %** y un **6,2 %** superiores a las de 2024 y aproximadamente **triplicaron los niveles prepandemia**. El dato es relevante porque confirma que el almacenamiento ya se está utilizando de forma creciente para **integrar renovables y reducir vertidos**; sin embargo, también evidencia su **escala relativa**, la energía absorbida para carga representó alrededor del **3,6 % de la demanda anual** y la energía devuelta al sistema rondó el **2,3 %** de esa misma referencia. Es decir, su papel en el balance existe y crece, pero sigue siendo **complementario** frente al volumen total del sistema.

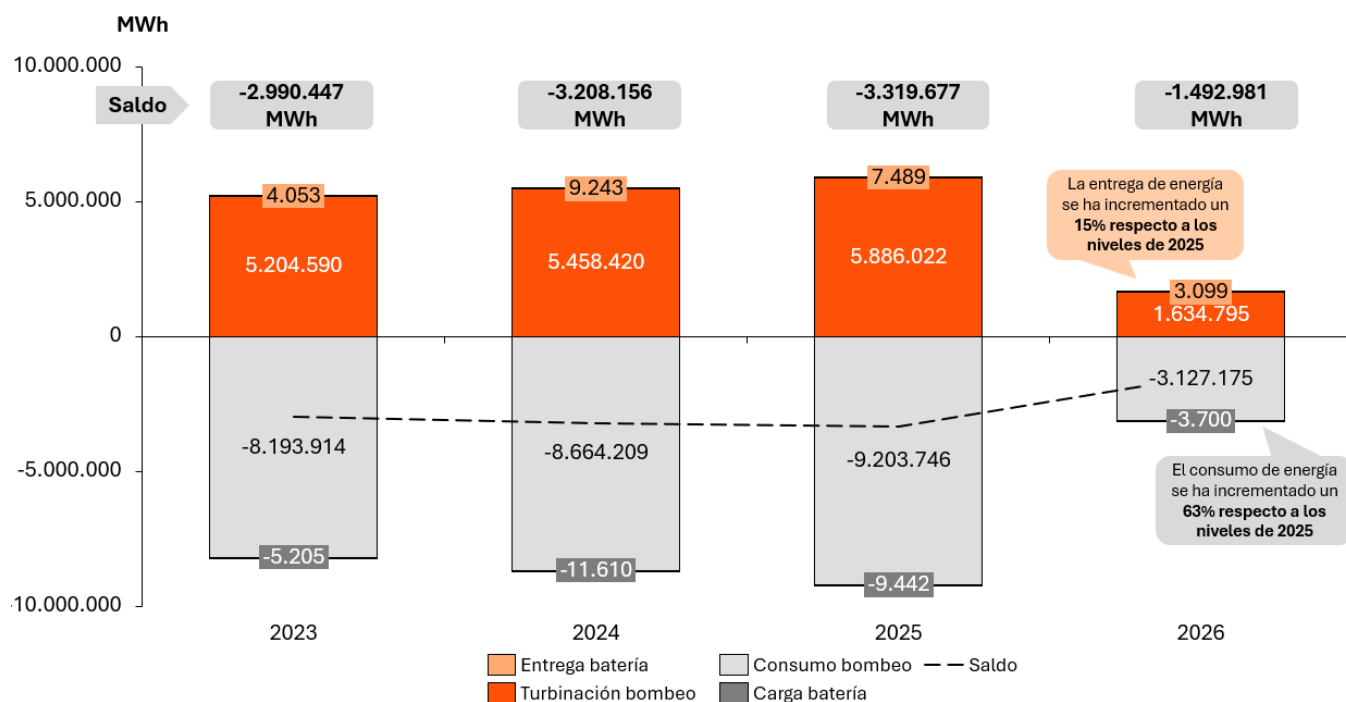


Ilustración 23 Energía consumida y generada por el almacenamiento en España³

Fuente: Red Eléctrica de España

El uso del almacenamiento en España sigue en tendencia ascendente, ya que en la comparativa de los datos disponibles de 2026 (datos hasta el 10 de abril) con el mismo periodo de 2025, se observa un **aumento del 15% en la energía entregada** al sistema y un **incremento del 63% de la energía consumida** para cargar las diferentes tecnologías de almacenamiento.

Además, el **patrón operativo del bombeo** ha cambiado de forma significativa, y ese cambio es importante para entender su papel actual en España. Tradicionalmente, el bombeo concentraba su consumo en **horas nocturnas**, cuando la demanda era baja y existía un exceso de generación, pero que con el aumento de la **solar fotovoltaica** ese patrón ha variado. En la actualidad, el consumo de bombeo se concentra principalmente entre las **10:00 y las 18:00**, coincidiendo con las horas centrales del día y con una elevada producción solar. Esta evolución es coherente con un sistema en el que el almacenamiento ya no actúa solo como una herramienta de desplazamiento nocturno-diurno, sino como un mecanismo para **absorber excedentes solares de mediodía, reducir vertidos y trasladar parte de esa energía a otras franjas más valiosas**. Desde el punto de vista del balance energético, por tanto, el almacenamiento empieza a tener una función cada vez más ligada a la **gestión de la curva fotovoltaica**.

Sin embargo, cuando el análisis se traslada de la operación al **impacto sobre la señal de precios**, la conclusión es más prudente. El efecto económico esperado del almacenamiento es conocido: al cargar en horas baratas introduce **demandas adicionales** en esos periodos y, al descargar en horas caras, añade **oferta**; en términos teóricos, esto debería elevar los **precios de valle**, reducir los **precios punta** y comprimir

³ Datos provisionales para 2026, hasta el 10/04/2026

los **diferenciales horarios**. En otras palabras, el almacenamiento tiende a “**afeitar las puntas**” de la **curva de precios**.

No obstante, la magnitud real de este efecto está directamente condicionada por la escala de potencia instalada y, en el caso español, dicha escala sigue siendo, por el momento, insuficiente para alterar de forma material la formación de precios del mercado mayorista. A cierre de 2025, la potencia instalada de almacenamiento alcanzaba 6.498 MW, de los cuales 3.331 MW correspondían a turbinación de bombeo puro, 3071 MW de turbinación de bombeo mixto y 96 MW a baterías. Por tanto, aunque el almacenamiento ya participa activamente en el **arbitraje energético**, su volumen todavía no es suficiente para modificar de forma sistemática la **formación marginal de precios** en el mercado diario e intradiario, por lo que todavía no se aprecia el efecto esperado de aplanamiento de la curva de precios.

Este efecto potencial del almacenamiento sobre los precios de la electricidad en España se podría analizar tomando como referencia el año 2025. Al introducir almacenamiento adicional en el mercado de casación de 2025 se produciría un aumento del precio horario en horas solares gracias a que el almacenamiento es capaz de captar excedentes renovables, en especial los fotovoltaicos, y un descenso del precio horario en periodos no solares al desplazar tecnologías fósiles del mix de generación.

Sin embargo, no todas las tecnologías de almacenamiento operan igual en el mercado ni tienen los mismos condicionantes técnicos y/o económicos, por lo que es necesario tener en cuenta que los bombeos pueden operar durante varias horas e incluso días, mientras que las baterías solo pueden operar en periodos horarios más reducidos. Además, al tener en cuenta los *spreads* mínimos a capturar por cada tecnología para realizar ciclos de carga y descarga rentables, las baterías necesitan capturar *spreads* más amplios debido a su alto desgaste y su menor capacidad de funcionamiento, mientras que el bombeo no necesita *spreads* de precios tan elevados debido a su escaso desgaste y su capacidad para funcionar durante muchas más horas que las baterías, además de sus activos amortizados.

La combinación de estos dos factores hace que el bombeo tenga un potencial de impacto en los precios horarios mucho más fuerte que las baterías, al conseguir capturar mayor volumen de energía renovable y por tanto desplazar las tecnologías fósiles marginales que marcan el precio en las horas más caras del día.

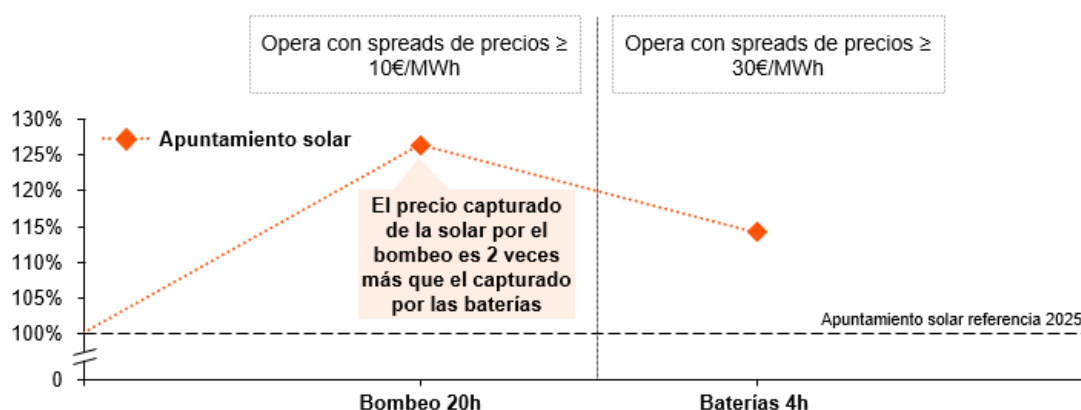


Ilustración 24 Simulación del precio capturado fotovoltaico y apuntamiento solar con almacenamiento adicional en 2025, en base 100
Fuente: Análisis PwC

Este análisis muestra el potencial que tiene el almacenamiento en España, ya que, al aumentar el precio capturado de la energía fotovoltaica, se aumentan los precios en las horas valle del día y se reducen en las horas pico, aplanando la curva. Además, un apuntamiento solar más alto significa una reducción en los vertidos fotovoltaicos, consiguiendo aprovechar de forma más óptima los recursos renovables y avanzando en la descarbonización del sistema eléctrico.

Bajo unas mismas restricciones de operación, el bombeo presenta una mayor capacidad que las baterías para reducir el diferencial de precios a lo largo del día. La incorporación de la misma potencia adicional de bombeo con 20 horas de almacenamiento modifica de forma más acusada el perfil horario de precios, incrementando los precios en las horas de menor demanda o mayor producción renovable y reduciendo los precios en los momentos de mayor tensión del sistema, especialmente en la punta de la tarde-noche.

Este efecto se traduce en una curva diaria más plana y en una menor volatilidad del mercado. A diferencia de las baterías de 4 horas, cuya actuación se concentra en ventanas temporales más limitadas, el bombeo dispone de una mayor duración de almacenamiento y, por tanto, puede desplazar energía durante periodos más largos. Esto le permite actuar sobre bloques horarios completos, no solo sobre picos aislados, reduciendo con mayor eficacia la distancia entre los precios mínimos y máximos del día.

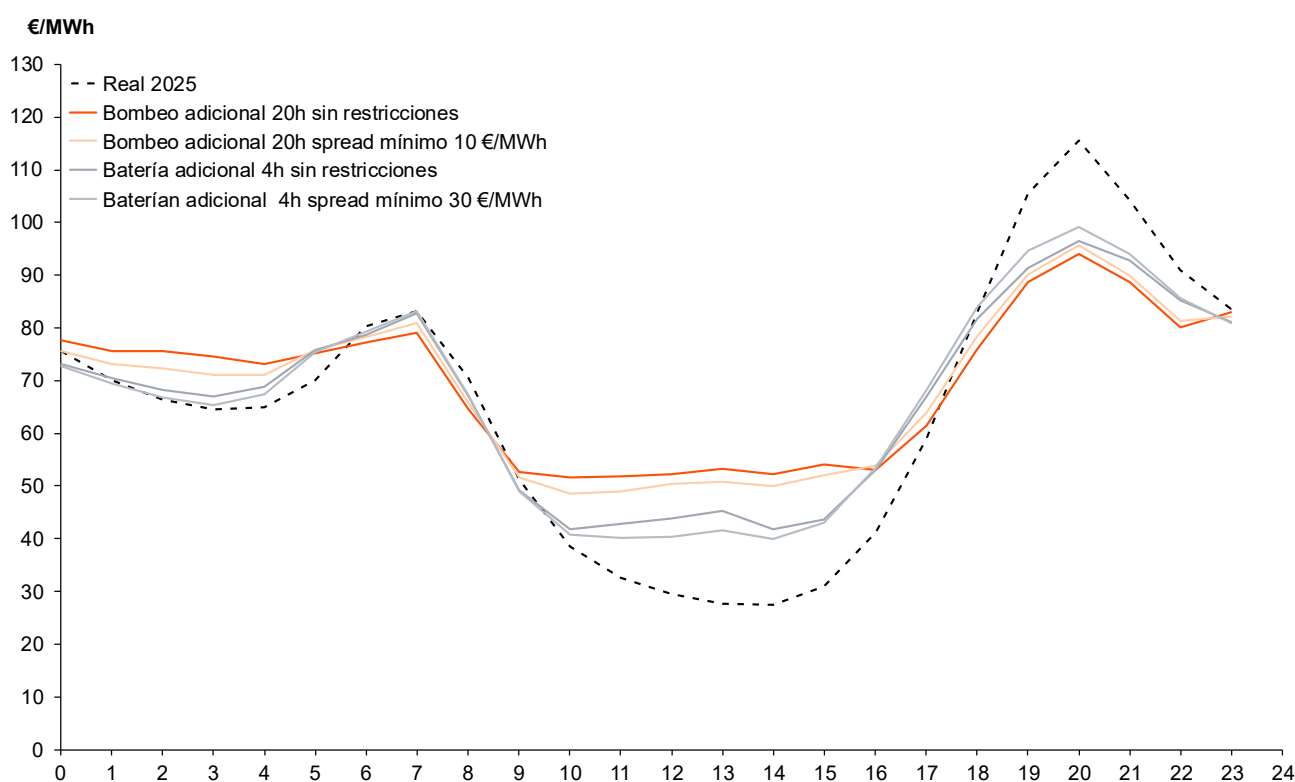


Ilustración 25 Simulación de la curva de precios de 2025 añadiendo potencia adicional de almacenamiento al sistema
Fuente: Análisis PwC

Sin embargo, el almacenamiento presenta un riesgo relevante de canibalización si su despliegue no se realiza de forma planificada y coordinada con la evolución del sistema eléctrico, especialmente con la penetración de energías renovables. A medida que aumenta la capacidad de almacenamiento instalada, se reduce progresivamente el diferencial de precios que permite capturar valor mediante arbitraje en el mercado diario.

Esto ocurre porque una mayor cantidad de almacenamiento compite por las mismas horas de precios bajos para cargar y por las mismas horas de precios altos para descargar, suavizando la curva de precios y reduciendo las oportunidades de captura de ingresos. En consecuencia, el almacenamiento adicional no solo obtiene menores márgenes, sino que también puede operar durante un menor número de horas rentables. Por ello, su incorporación debe acompañarse al crecimiento de la generación renovable, al desarrollo de la demanda flexible y a las necesidades reales de firmeza y gestión del sistema, evitando una sobreinstalación prematura que deteriore la rentabilidad de los nuevos proyectos.

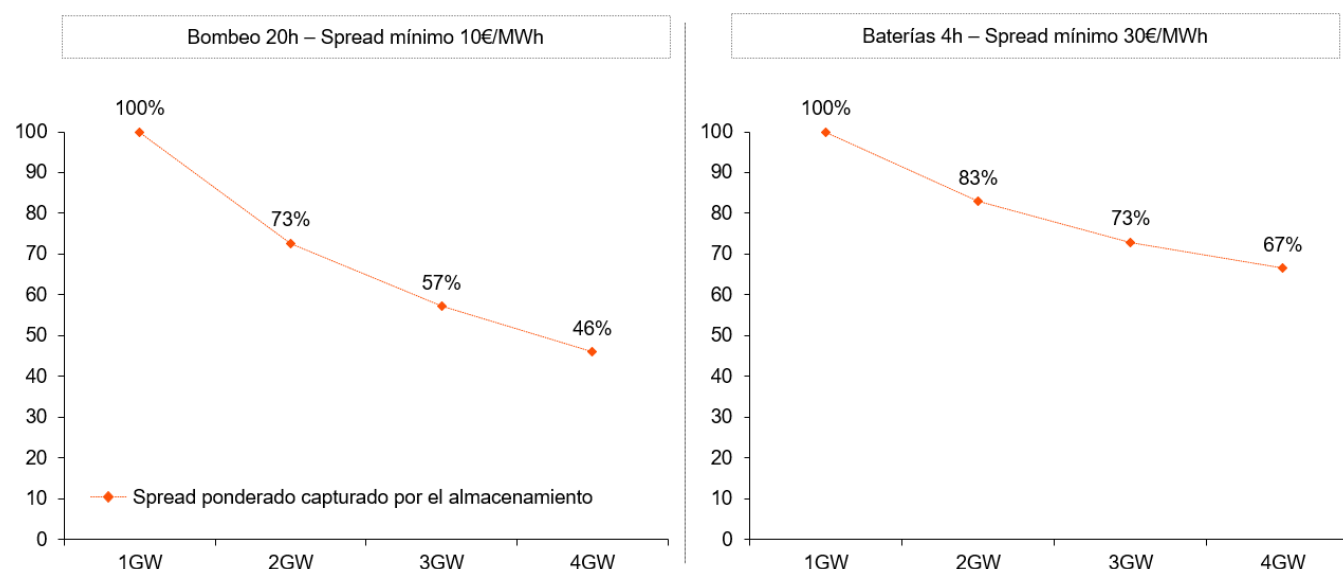


Ilustración 26 Simulación del precio medio fotovoltaico capturado y el spread ponderado capturado por el almacenamiento en 2025, en base 100
Fuente: Análisis PwC

El caso del bombeo resulta especialmente relevante porque, frente a otras tecnologías de almacenamiento como las baterías, cuenta con un coste marginal más bajo y con una mayor capacidad para adaptar su estrategia de operación a las condiciones del mercado. Como se observa en la gráfica, a medida que aumenta el nivel de operación o la capacidad de almacenamiento en el sistema, el *spread* capturado tiende a reducirse de forma progresiva. No obstante, el bombeo mantiene una ventaja diferencial, ya que puede decidir entre una operación más selectiva, concentrándose en menos horas, pero capturando diferenciales de precio más elevados, o una operación más intensiva, aumentando el número de horas de funcionamiento a cambio de aceptar un *spread* medio ponderado inferior, por lo que se ve menos afectado por la canibalización de los *spreads* de precios.

Esta flexibilidad operativa permite al bombeo optimizar su rentabilidad en función de la volatilidad de precios y de las necesidades del sistema. En escenarios con mayores diferenciales entre horas de precios bajos y altos, puede priorizar ciclos de carga y descarga con mayor margen económico. Por el contrario, cuando la incorporación de almacenamiento adicional reduce los diferenciales de precio, el bombeo puede seguir siendo competitivo gracias a sus menores costes variables y a su capacidad de desplazar grandes volúmenes de energía durante periodos prolongados. Así, aunque también está expuesto al efecto de canibalización, su estructura de costes y su flexibilidad le permiten absorber mejor la reducción de *spreads* que otras tecnologías de almacenamiento de menor duración o mayor coste marginal.

Esta capacidad del bombeo para desplazar energía entre horas y reducir la volatilidad del sistema eléctrico se observa claramente al analizar un bombeo tipo con una potencia instalada de 1.300 MW. El gráfico muestra el efecto que tendría sobre el mercado ampliar su capacidad de bombeo y turbinación.

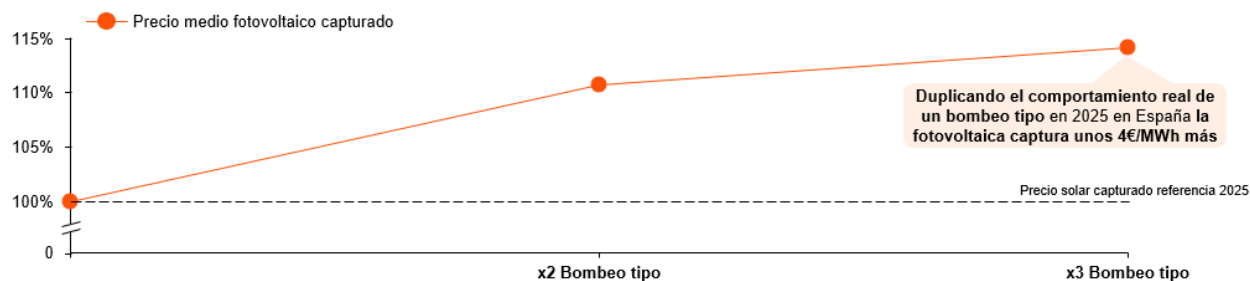


Ilustración 27 Simulación del precio medio fotovoltaico capturado y el apuntamiento solar al duplicar y triplicar la capacidad de almacenamiento de un bombeo tipo
Fuente: Análisis PwC

Al aumentar la capacidad instalada, se incrementan de forma proporcional tanto la energía bombeada, como la energía posteriormente turbinada. Este mayor volumen de ciclos de carga y descarga permite absorber más electricidad en las horas de menor precio o mayor producción renovable, especialmente en los meses de mayor generación solar y eólica, y desplazarla hacia momentos de mayor valor para el sistema. Así, la ampliación de la capacidad de bombeo amplifica su efecto sobre el mercado aumentando la energía gestionada, elevando el precio medio capturado por la solar y contribuyendo a reducir los desajustes entre generación renovable y demanda.

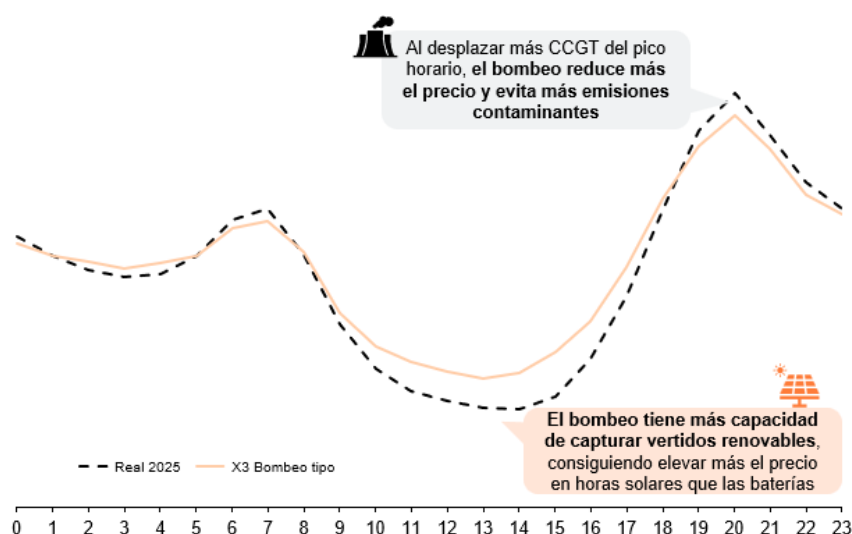


Ilustración 28 simulación de la curva horaria de precios al triplicar la capacidad de almacenamiento de un bombeo tipo
Fuente: Análisis PwC

Por otro lado, la alta penetración de renovables en el mix energético español ha supuesto un incremento en los servicios de ajuste y otros mercados secundarios relacionados con la estabilidad del sistema y la seguridad de suministro, debido a que son las tecnologías convencionales impulsadas por combustibles fósiles (ciclos combinados, plantas de gas, etc.) y la energía hidroeléctrica las que aportan inercia física al sistema. Al desplazar del mercado mayorista a estas tecnologías, que tradicionalmente presentan precios

altos, por energía renovable con precios más bajos, es necesario que entren en servicios de ajuste y otros mercados secundarios para garantizar la estabilidad del sistema, por lo que el precio de estos mercados ha aumentado considerablemente con la penetración de renovables.

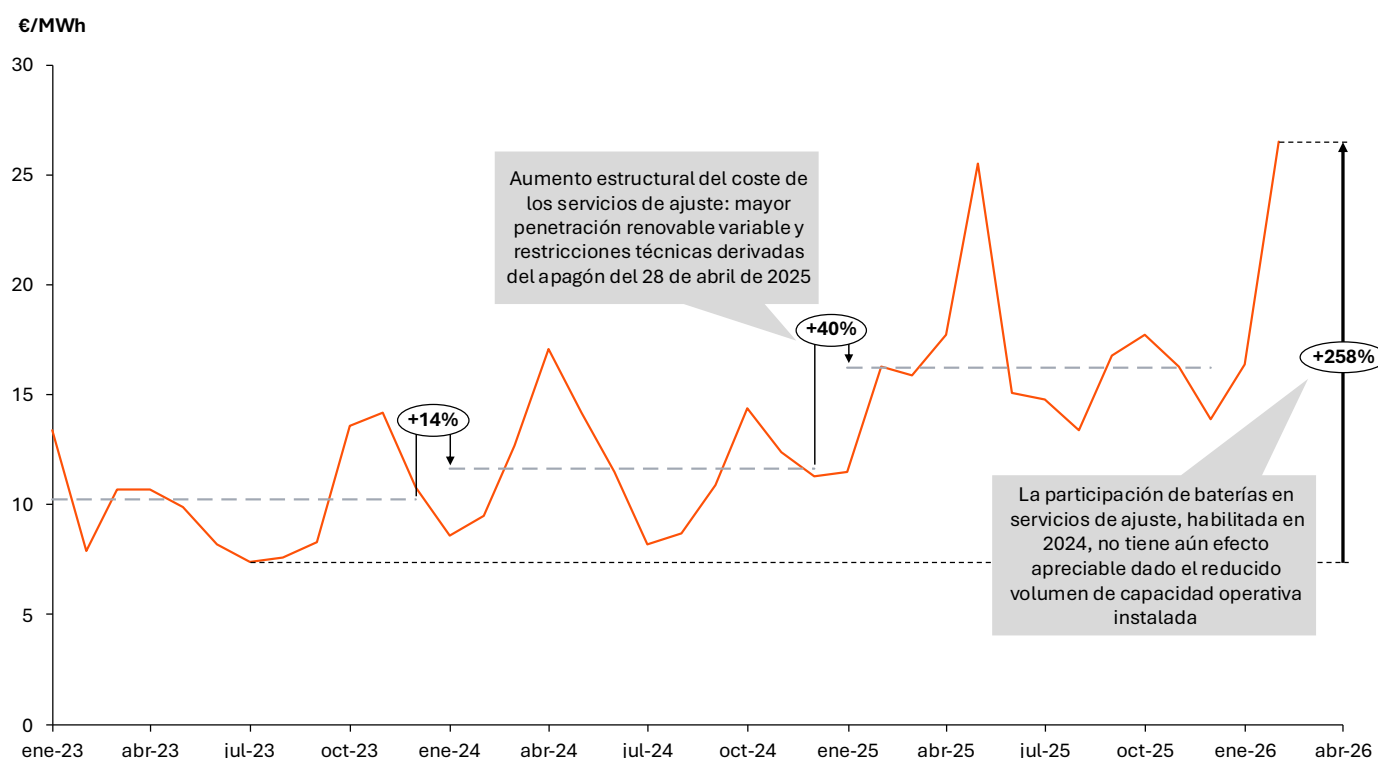


Ilustración 29 Evolución del precio de los Servicios de Ajuste

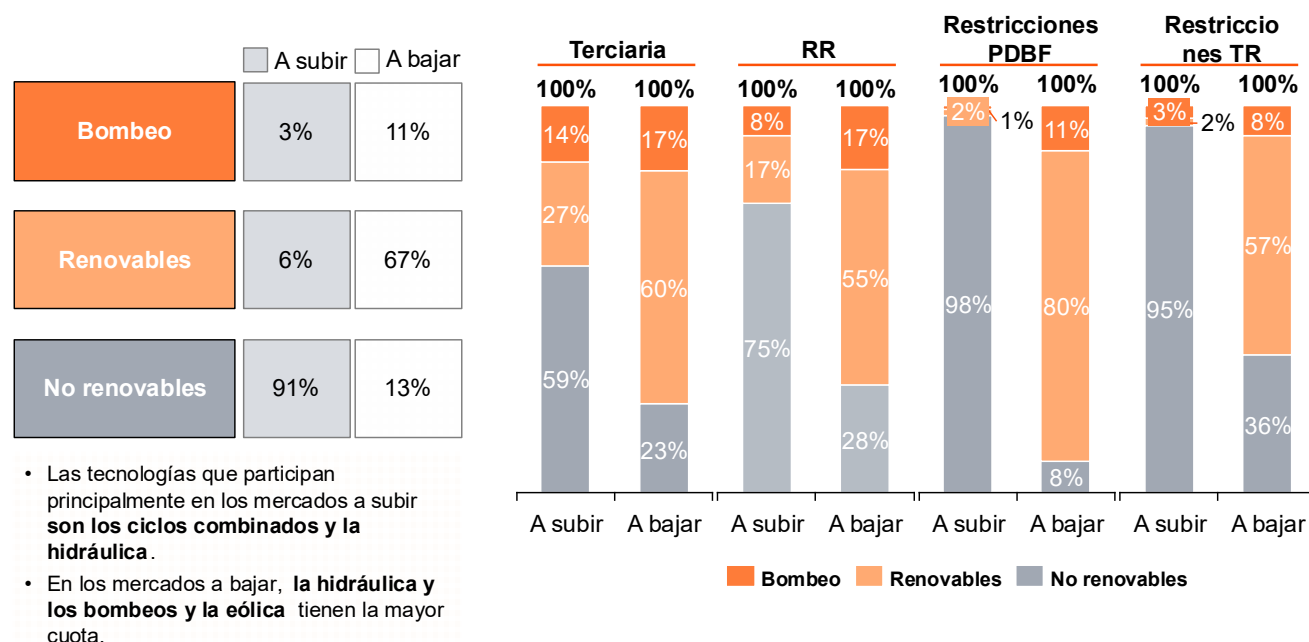
Fuente: Red Eléctrica de España

Los precios de los servicios de ajuste muestran una continuada **tendencia al alza** generada por la **volatilidad** provocada por la integración masiva de renovables y de la entrada de la **operación reforzada** como consecuencia del **apagón de abril de 2025**. En solo 4 años, el precio de los servicios de ajuste se ha incrementado más del 258%, situándose en 26,50 €/MWh en febrero de 2026 frente a los 7,9 €/MWh de febrero de 2023.

Los ciclos combinados siguen siendo la tecnología que más participa en los Servicios de Ajuste, especialmente los servicios “a subir”, donde se requiere incrementar la generación o aportar capacidad adicional al sistema. Esto se debe a la capacidad de los ciclos combinados de arranque y modulación rápida y a su disponibilidad para responder con fiabilidad ante situaciones de desequilibrio entre oferta y demanda, además de aportar inercia al sistema para estabilizar la frecuencia de la red.

Esta participación mayoritaria de las tecnologías no renovables se destaca en las restricciones técnicas del sistema, especialmente en la fase asociada al Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) como en la operación en Tiempo Real (TR). En concreto, estas tecnologías han representado en 2025 el **98% de los MWh activados en las restricciones PDBF** y el **95% de los MWh gestionados en restricciones TR**, lo que pone de manifiesto su relevancia estructural para garantizar la viabilidad técnica del programa de operación y la seguridad del sistema eléctrico

El bombeo, por su parte, a pesar de tener un menor peso que los ciclos combinados, también ha constituido tradicionalmente uno de los principales **activos de flexibilidad del sistema**, al poder alternar entre consumo e inyección de energía en función de las necesidades operativas. Esta capacidad le ha permitido participar de forma natural en los **servicios de regulación y balance**, aportando no solo **rapidez de respuesta**, sino también una **mayor capacidad de sostenimiento temporal** y un **volumen energético superior** al de otras tecnologías.



*Ilustración 30 Participación de tecnologías en servicios auxiliares, en % de volumen de MWh [2025]
Fuente: Red Eléctrica de España, OMIE*

Además de su función en el **arbitraje de precios** y su participación en los **servicios de ajuste**, el bombeo presenta una **característica diferencial** dentro del almacenamiento de energía. Es capaz de **desplazar energía entre periodos estacionales**, trasladando consumo eléctrico desde meses con precios estructuralmente más bajos hacia meses en los que la energía tiene mayor valor. Esta capacidad responde, fundamentalmente, al **gran volumen de energía** que puede almacenar en comparación con otras tecnologías, lo que le permite no limitarse a ciclos cortos de carga y descarga, sino también actuar como una herramienta de **gestión intersemanal e incluso mensual del sistema**.

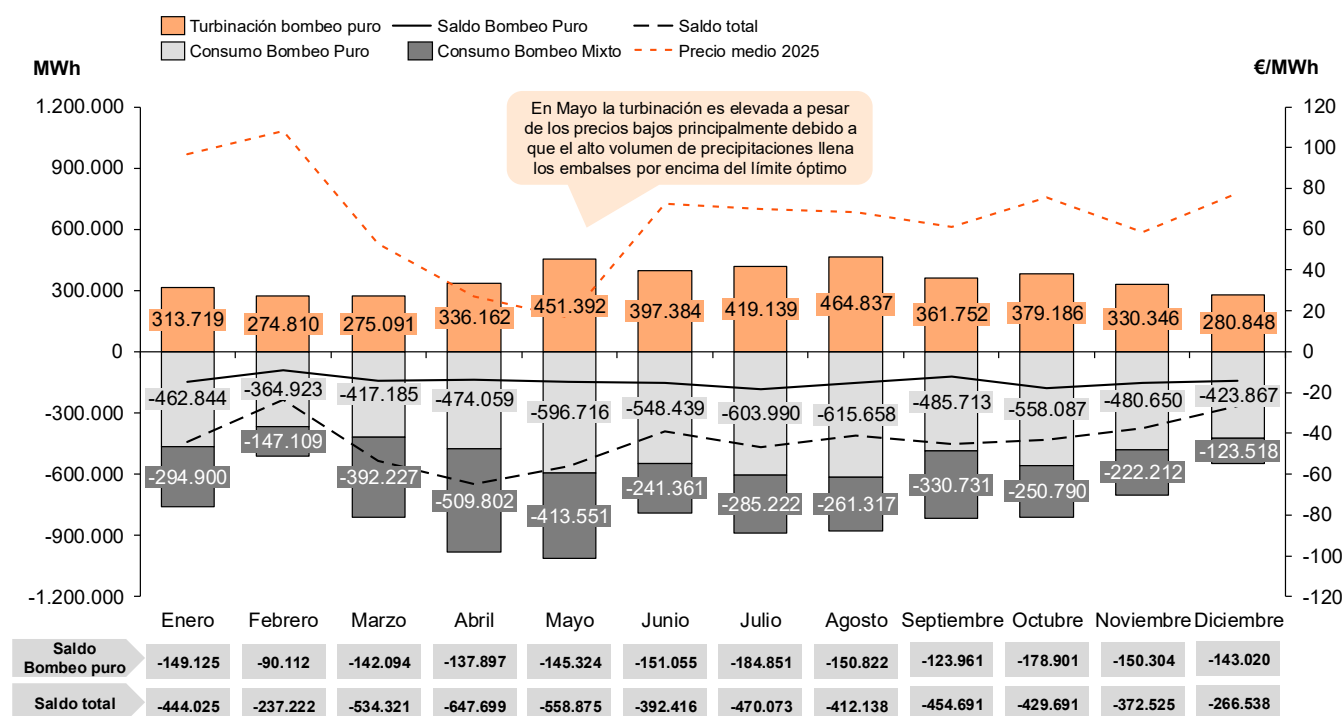


Ilustración 31: Precio medio mensual de la electricidad y generación/consumo del bombeo en España (2025)

Fuente: Red Eléctrica de España

Aunque la curva de estacionalidad no aparece de forma muy acusada, sí se aprecia que la actividad del bombeo mantiene **volúmenes elevados tanto de carga como de turbinación a lo largo del año**, con una mayor intensidad en los meses centrales y una cierta moderación en los primeros y últimos meses. Esta pauta sugiere que, además de capturar **diferenciales de precios diarios**, el bombeo conserva margen para modular su operación en **horizontes temporales más amplios**, adaptándose a la evolución de las condiciones del mercado y del sistema eléctrico. En otras palabras, no solo compra energía en las horas más baratas y la devuelve en las más caras, sino que también puede posicionarse para absorber energía en **periodos del año con menor valor medio** y liberarla cuando el sistema la remunera mejor.

Esta estacionalidad del bombeo se refleja en el saldo neto, es decir, entre la turbinación y el consumo, que no se mantiene constante mensualmente, si no que varía en función del mes y de las condiciones del sistema. Esto se traduce en perfiles operativos del bombeo diferenciados según el contexto de precios, la disponibilidad del producible hidráulico o las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico.

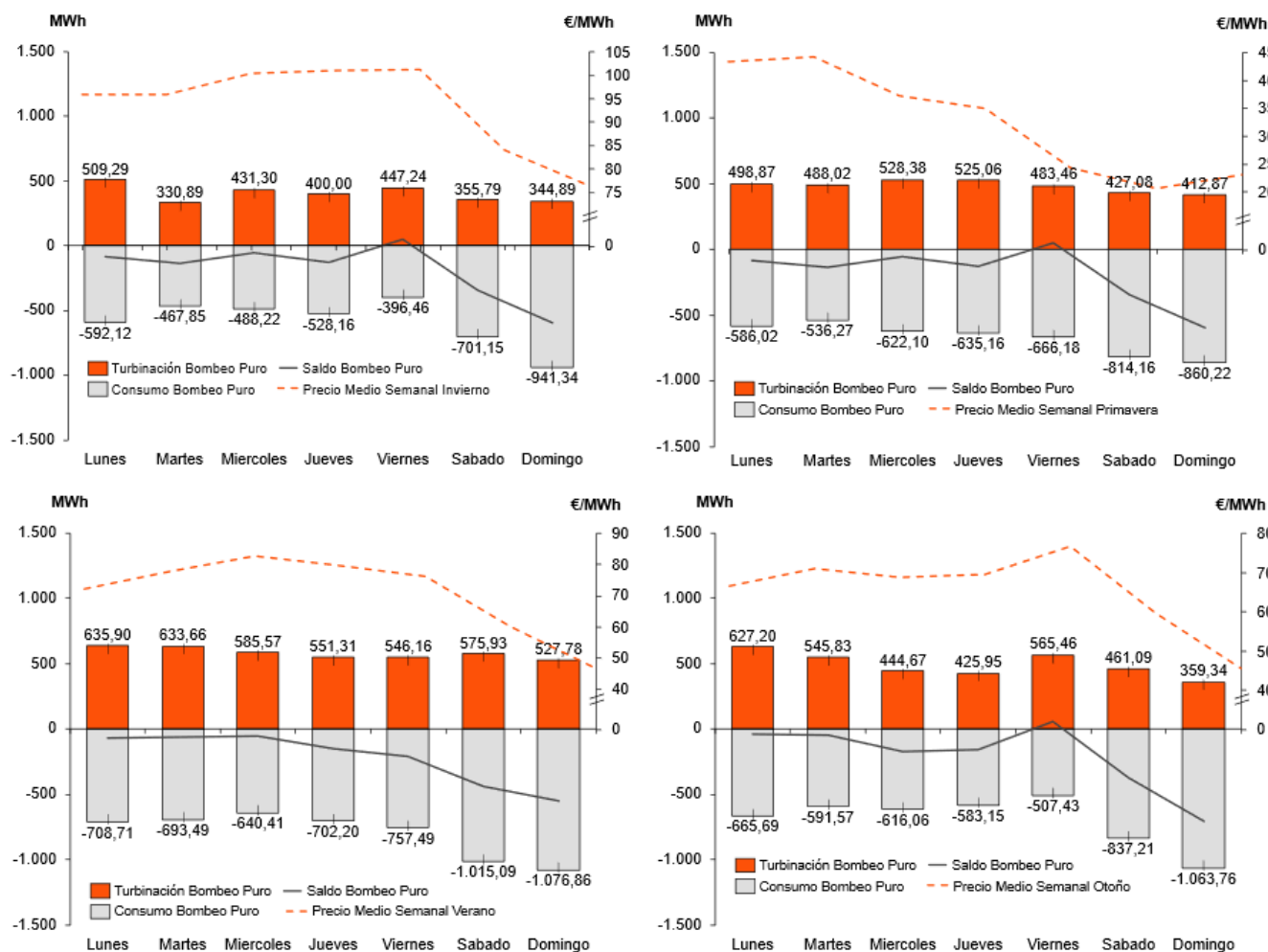


Ilustración 32 Medias semanales de consumo y generación del bombeo puro y precios medios por estaciones
Fuente: Red Eléctrica de España

No obstante, el comportamiento observado en **2025** refleja que, en el contexto actual, el almacenamiento en España sigue estando **principalmente orientado al arbitraje de precios de corto plazo** en los mercados diario e intradiario. Esto se ve de forma clara al comprobar que el perfil de **la curva de saldo neto** de generación y consumo **de los bombeos sigue el mismo perfil que la curva de precios de la electricidad**. Por ello, la estacionalidad del bombeo todavía no se manifiesta de forma extrema en los datos mensuales, ya que la señal económica dominante continúa siendo la **captura de spreads horarios y semanales**. Aun así, la relevancia del bombeo radica en que dispone de una **flexibilidad potencial mucho más amplia**, ya que cuando las condiciones del sistema lo requieran, puede evolucionar desde un uso predominantemente diario hacia una gestión más estacional.

Esta **capacidad estacional** constituye una de las principales diferencias frente a las **baterías**. La **limitada capacidad energética** de las baterías hace que, en la práctica, operen en ciclos mucho más frecuentes y de menor alcance temporal. El **bombeo**, en cambio, combina la posibilidad de participar en **ciclos diarios o semanales** con la opción de conservar energía durante **periodos más prolongados**, lo que le permite actuar como un **mecanismo de transferencia de valor entre estaciones**. Desde una perspectiva de sistema, esta cualidad resulta especialmente relevante en un mix con **elevada penetración renovable**, donde cada vez será más importante no solo desplazar energía entre horas, sino también entre **semanas y meses**.

El **bombeo** sigue siendo la **columna vertebral del almacenamiento nacional**, pero incluso sumando toda su capacidad, el peso agregado del almacenamiento apenas representa el **2,4 % de la potencia instalada nacional**, mientras que las baterías continúan en una **fase incipiente**. En ese contexto, el almacenamiento de larga duración sí ayuda a **integrar renovables**, especialmente los excedentes fotovoltaicos en las horas solares y los excedentes eólicos en periodos de borrascas con fuertes vientos que duran varias horas e incluso varios días; y sí captura valor entre horas de bajo y alto precio, pero a pesar de su gran potencial, todavía **no tiene capacidad instalada suficiente como para aplanar de forma material y recurrente las puntas de precios del mercado español**.

Las baterías, por su parte, constituyen una tecnología de almacenamiento aún incipiente en el mercado español. A pesar de que su despliegue actual es muy limitado, su funcionamiento en el futuro va a ser a nivel intradiario, sin la capacidad estacional que sí presenta el bombeo para capturar valor de excedentes solares y eólicos. Por tanto, su aportación al sistema se verá más limitada y su consecuente impacto en la curva de precios también. Este efecto ya es observable en otros mercados, que se analizarán a continuación.

Por ello, desde una óptica de mercado, conviene **no sobredimensionar el efecto actual del almacenamiento sobre precios**. Hoy, el principal valor del almacenamiento en España no reside en haber transformado ya la señal de precios, sino en haber empezado a aportar **flexibilidad operativa** en un sistema cada vez más renovable. Permite **desplazar energía, reducir vertidos, ajustar posiciones entre diario e intradiario y mejorar el acoplamiento entre programación y operación real**.

El efecto sobre precios del almacenamiento existe en términos conceptuales y aparecerá en España con más claridad **a medida que el parque crezca**. Sin embargo, se puede observar el efecto que tiene en otros **mercados similares al español**, que tienen el almacenamiento más desarrollado y ampliamente instalado en su mix energético.

Experiencias internacionales del impacto del despliegue de almacenamiento en los mercados

California es, probablemente, el mercado más representativo para analizar el impacto del almacenamiento en la **formación de precios de la electricidad**. Su parque de baterías ha registrado un **crecimiento muy acelerado** en los últimos años, pasando de una capacidad instalada de **1.423 MW en 2020 a 16.942 MW en 2025**. Este fuerte despliegue ha dotado al sistema de una **capacidad de almacenamiento de escala suficiente** como para influir de manera significativa en la curva de precios y, por tanto, en la dinámica del mercado eléctrico californiano, al suponer **más del 15% de la potencia de generación instalada**.

El rápido crecimiento del almacenamiento en baterías en California puede atribuirse tanto a la **señal de mercado** en la que las baterías operan bajo un esquema de arbitraje de precios como a un **marco regulatorio y de planificación** que, en la práctica, ha favorecido de forma clara su despliegue. En particular, la expansión de la capacidad instalada se ha visto impulsada por las sucesivas decisiones de la **CPUC** orientadas a reforzar la **fiabilidad del sistema** mediante nuevas obligaciones de contratación de capacidad, así como por la evolución del esquema de **resource adequacy**, que ha incrementado el valor de los recursos capaces de aportar **flexibilidad en las horas críticas del sistema**. A ello se suman diversas mejoras

introducidas por **California ISO (CAISO)** en el diseño e integración operativa de estos activos, facilitando su participación en mercado y reduciendo determinadas fricciones para proyectos híbridos o co-localizados.

El organismo **California ISO (CAISO)** es la entidad independiente que opera la mayor parte de la red eléctrica de alta tensión de California y administra el mercado mayorista de electricidad del estado. En mayo de 2025 publicó un **informe especial sobre almacenamiento en baterías** en el que señala que la gran mayoría de los activos operativos son de 4 horas y que su comportamiento dominante responde al **arbitraje intradía**, de modo que compran en las horas centrales, cuando la solar reduce los precios, y venden en las horas vespertinas, cuando cae la producción solar y la demanda neta aumenta.

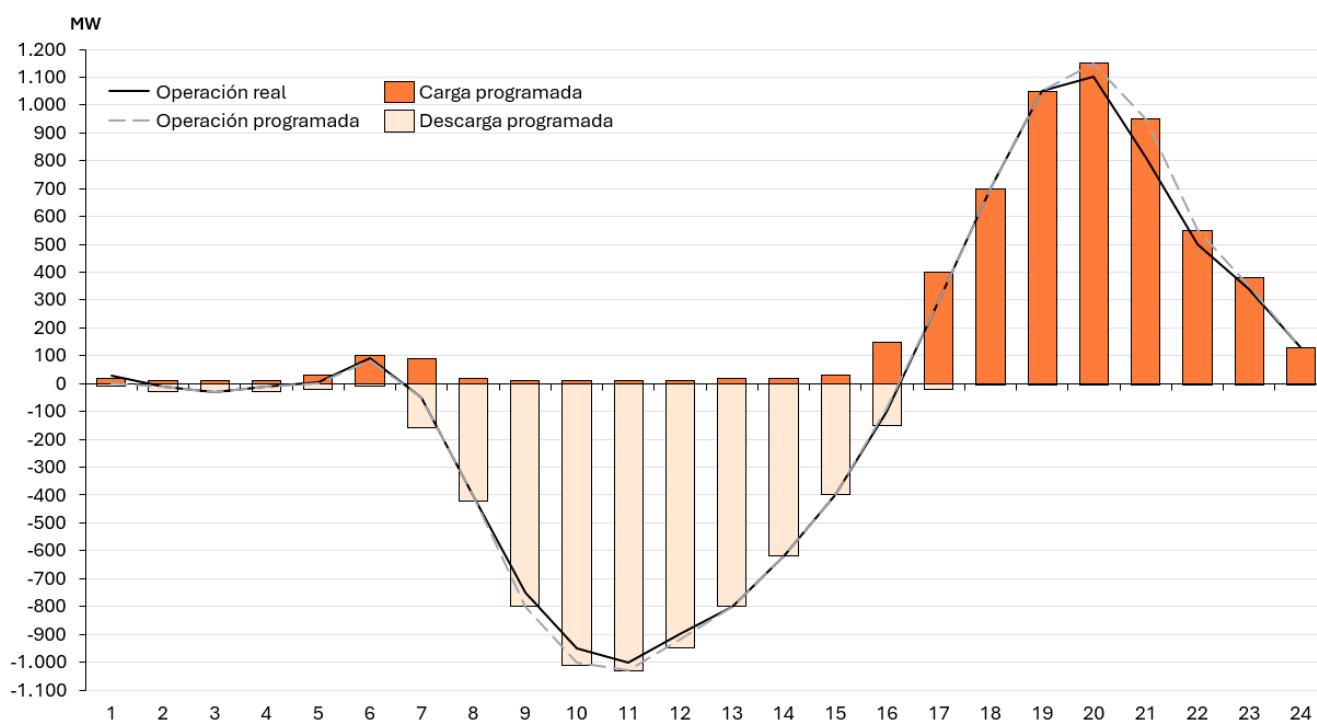


Ilustración 33 Operación programada media y operación real media de las baterías que participaron en el mercado energético de California en 2024

Fuente: 2024 Special Report on Battery Storage (California ISO)

En **2024**, las baterías aportaron en el sistema eléctrico de California una media de aproximadamente el **8,6% de la energía entre las horas de mayor demanda** y su carga representó alrededor del **14,7% de la demanda entre las horas 10 y 13**, precisamente las franjas en las que su efecto sobre la **compresión de spreads** es más visible. Este patrón es coherente con la lógica económica esperable en España conforme aumente la penetración solar y se intensifiquen las horas de **precio deprimido en el centro del día**, donde las baterías van a pasar a ser una tecnología especialmente participativa en el mercado diario e intradiario de la energía.

En coherencia con el patrón de operación, la entrada masiva de baterías tiene un **efecto directo sobre la formación de precios** en el mercado eléctrico. En las horas solares, cuando las baterías se cargan aprovechando la elevada producción fotovoltaica, aumenta la **demanda en los tramos tradicionalmente**

más baratos del día. Como consecuencia, los **precios en horas valle tienden a elevarse**, reduciendo la profundidad de las señales de sobreoferta y absorbiendo una parte relevante de los excedentes renovables. Por el contrario, en las horas no solares, cuando las baterías descargan, incorporan energía al sistema en los periodos de mayor tensión, lo que contribuye a **moderar los precios en horas pico** y a desplazar parte de la generación térmica que históricamente cubría esas franjas.

El caso de **California** evidencia que, cuando el parque de baterías alcanza una **escala suficiente**, este impacto deja de ser marginal y pasa a modificar de forma estructural la **curva horaria de precios**. El desarrollo del almacenamiento en este mercado ha permitido **aplanar de forma significativa dicha curva mediante el arbitraje de precios**, reduciendo el **spread diario** —esto es, la diferencia entre el precio máximo y el mínimo del día— en un **55% entre 2023 y 2025**, que coincide con un aumento del **75% de la capacidad instalada de baterías** en el mismo periodo (**9.532MW en 2023 y 16.942MW en 2025**). En la práctica, esto se traduce en una **elevación de los precios durante las horas centrales del día**, coincidiendo con la carga de las baterías y la mayor disponibilidad de generación solar, y en una **reducción de los precios en las franjas vespertinas y nocturnas**, cuando las baterías descargan y aportan flexibilidad al sistema.

Este **aplanamiento de la curva de precios** genera beneficios relevantes tanto para el sistema eléctrico como para los consumidores. Por una parte, reduce la **volatilidad intradiaria** y mejora la **previsibilidad del mercado**, aportando mayor certidumbre a comercializadoras, grandes consumidores y, especialmente, a la **industria electrointensiva**. Por otra, favorece una **integración más eficiente de la generación renovable**, al incrementar el consumo de excedentes solares en las horas de mayor producción y reducir el **curtailment o vertido de energía fotovoltaica**. Asimismo, al trasladar esa energía a las horas no solares, disminuye la necesidad de recurrir a **tecnologías fósiles en los periodos punta**, lo que mejora la **eficiencia económica del sistema** y refuerza su proceso de **descarbonización**.

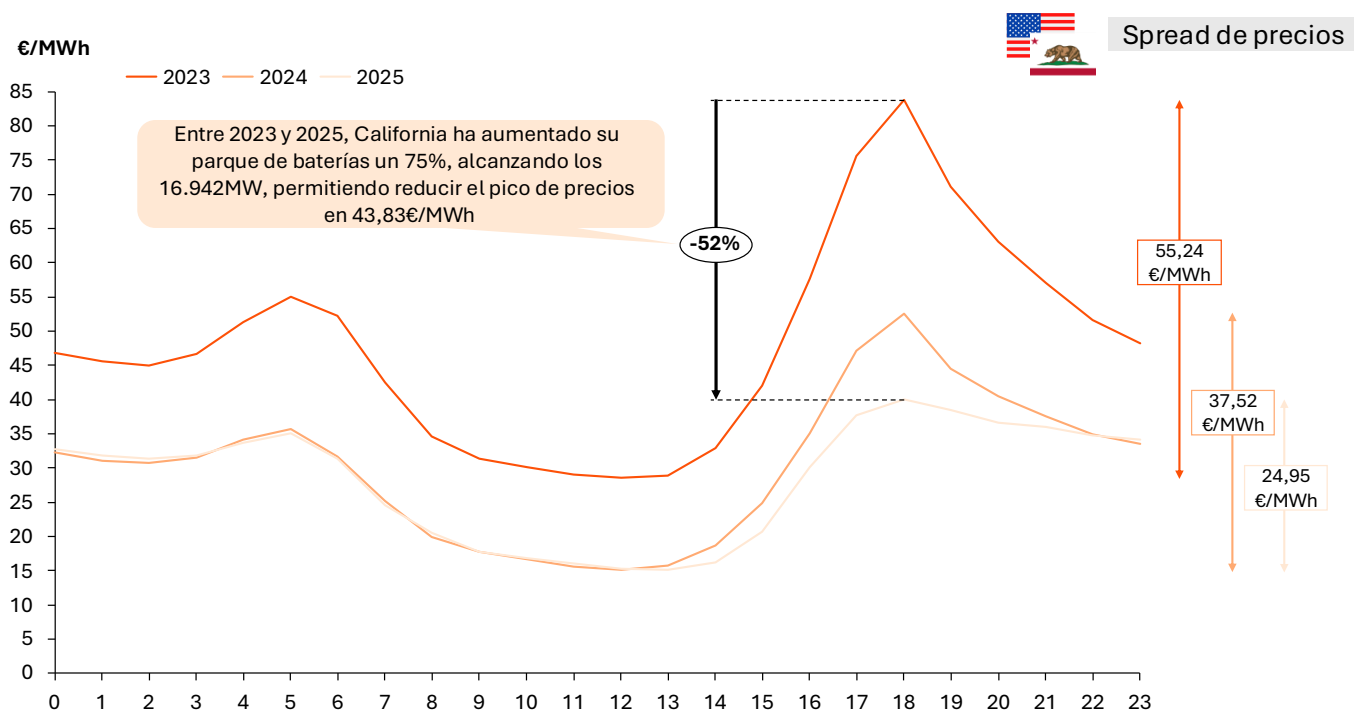


Ilustración 34 Precio medio horario de la electricidad en California [2023-2025]⁴

Fuente: California ISO

Sin embargo, ese mismo comportamiento hace que las baterías estén más expuestas a un proceso de **canibalización económica**. Cuando el despliegue es todavía limitado, la batería captura **spreads diarios pronunciados** y obtiene valor adicional en servicios rápidos. A medida que aumenta la capacidad instalada, esos **spreads** tienden a **comprimirse** y parte del valor se traslada desde el arbitraje hacia **mercados complementarios**; pero estos también tienen una **capacidad limitada**.

⁴ Se ha realizado el cambio de moneda con la equivalencia de abril de 2025 1\$=0,85€

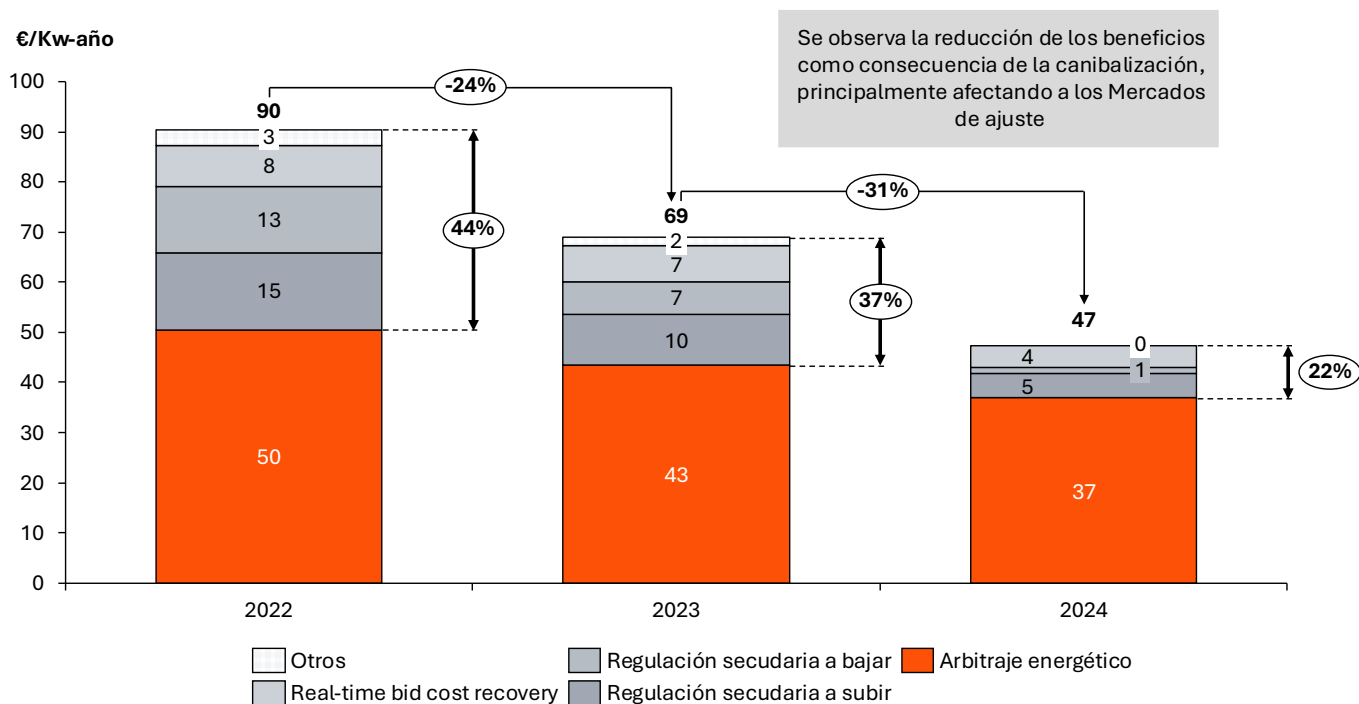


Ilustración 35: Beneficio medio por mercado para las baterías en California

Fuente: 2024 Special Report on Battery Storage (California ISO)

La proporción de capacidad total de baterías programada en **servicios complementarios** ha ido cayendo porque la potencia instalada crece más deprisa que las necesidades de estos servicios, por lo que la viabilidad económica de los sistemas de almacenamiento depende de una **combinación de flujos de ingresos** —arbitraje, regulación, reservas y pagos de capacidad o adecuación—, y la rentabilidad evoluciona conforme cambian tanto los costes como el valor de esos servicios. En términos de mercado, esto implica que una **penetración elevada de baterías** tiende a reducir de forma relativamente rápida el **valor marginal capturable** por cada nuevo MW de almacenamiento de corta duración. **Prácticamente en dos años, los ingresos capturados por una batería en California se han reducido a la mitad, generando incertidumbre sobre la rentabilidad económica no sólo de las nuevas baterías** (que pueden ver compensada dicha caída con una evolución más favorable del coste de los equipos) **sino de las baterías existentes ya implementadas**, que operan a riesgo de mercado y pueden ver no cumplidas sus necesidades proyectadas de rentabilidad.

Por otro lado, y ya en el plano europeo, el mercado eléctrico de **Alemania** presenta similitudes relevantes con el español, en la medida en que ambos operan con un mix energético marcado por una elevada penetración renovable y, de forma creciente, por el peso de la solar fotovoltaica. En este contexto, la entrada de baterías se está produciendo en un entorno de **mayor volatilidad intradiaria** y de una señal de precios cada vez más condicionada por la elevada penetración renovable, especialmente por la solar fotovoltaica en las horas centrales del día y por la variabilidad del recurso eólico. En 2025 se incorporaron **842 MW de nueva capacidad instalada de baterías**. Esta transformación del mix ya está dejando una huella clara en el mercado, ya que en 2024 las renovables alcanzaron el **62,7% de la generación pública neta en Alemania**,

con un fuerte crecimiento de la producción solar, y el sistema registró un número creciente de horas con **precios muy bajos o negativos**.

A pesar de que las baterías suponen un **porcentaje pequeño** sobre el mix de potencia instalada en Alemania (**menos del 9%**), están empezando a afectar a los precios alemanes en una **doble dirección**. Por un lado, absorben energía en las horas de sobreoferta, especialmente cuando la generación renovable presiona los precios a la baja; por otro, devuelven energía en las horas de mayor tensión, reduciendo parcialmente la amplitud de los picos. En términos económicos, esto significa que las baterías tienden a **eleva algo los precios en las horas más deprimidas y a contenerlos en las horas más caras**, es decir, a **comprimir spreads**. Ese efecto todavía no ha eliminado la volatilidad del mercado alemán, pero sí ayuda a explicar por qué Alemania se ha convertido en uno de los mercados europeos más atractivos para el arbitraje. Los **spreads day-ahead** en Alemania pasaron de alrededor de **30 €/MWh en 2019** a unos **95 €/MWh en 2025**, impulsados en gran medida por la llamada “**solar cannibalisation**”, que es el sobre despliegue de las instalaciones fotovoltaicas, que empuja a la baja los precios de mediodía y abre espacio económico para el almacenamiento.

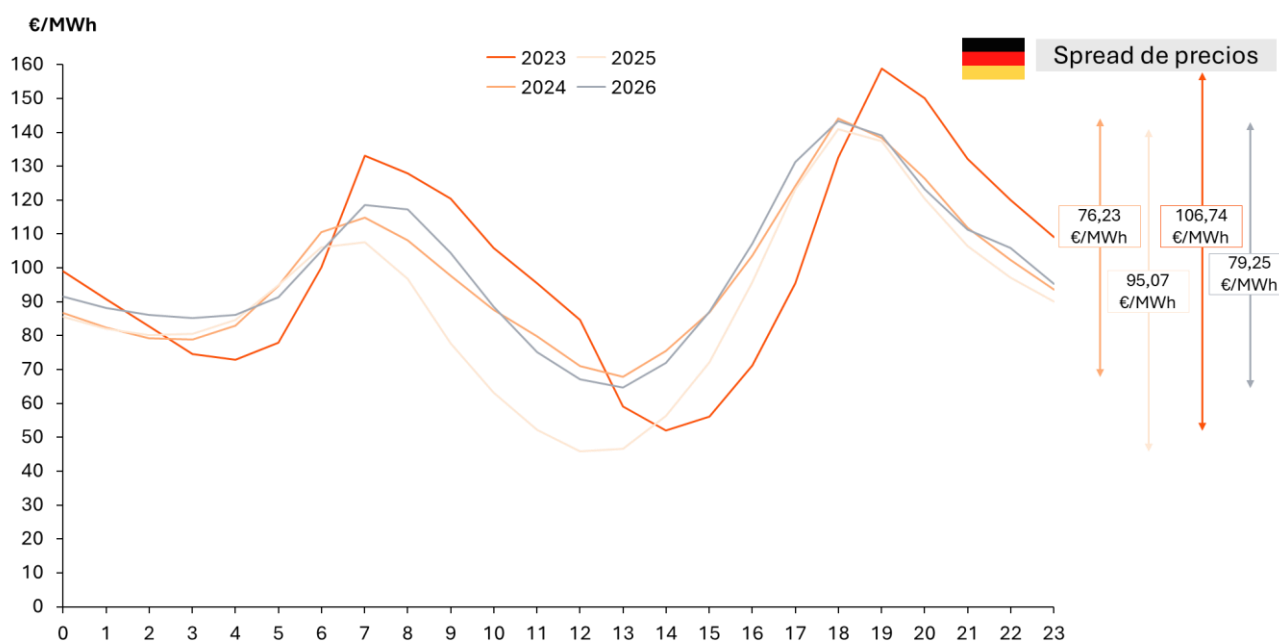


Ilustración 36 Precio horario medio del mercado Spot en Alemania [2023-2026]

Fuente: ENTSO-E, Netztransparenz, EPEX SPOT

El parque actual de baterías **no es suficiente para capturar los excedentes renovables en Alemania** y así conseguir reducir los *spreads* de precios del mercado. Sin embargo, el volumen de proyectos en tramitación y solicitudes de conexión muestra la tendencia de que ese parque **crezca con rapidez**, ya que solo en **media tensión**, los operadores de red alemanes recibieron solicitudes equivalentes a unos **400 GW de almacenamiento**, y a nivel de red de transporte ya se han aprobado proyectos por unos **51 GW** para desarrollo futuro. Esta magnitud refleja que el mercado anticipa una **expansión muy intensa del almacenamiento en Alemania** precisamente porque la señal de precios actual refleja un **spread capturable muy elevado** para las baterías, pero a medida que la expansión se vaya haciendo efectiva esta diferencia de precios valle y precios pico se irá reduciendo, **aplanando la curva de precios y reduciendo el spread capturable** por las baterías.

En **2025** aproximadamente el **55 % de los ingresos de las baterías** procede de los **servicios de ajuste**. Sin embargo, a medida que la capacidad instalada aumente, la proporción de ingresos asociada a estos servicios se irá reduciendo. Se estima que caen rápidamente a medida que aumenta la capacidad instalada, porque el tamaño de esos mercados es limitado y la entrada de más baterías **presiona los precios de esos servicios a la baja**. Esto supone que para **2030** el **grueso del ingreso de las baterías en Alemania** proceda ya del **arbitraje en mercado mayorista**, con un peso dominante del **diario y del intradiario**.

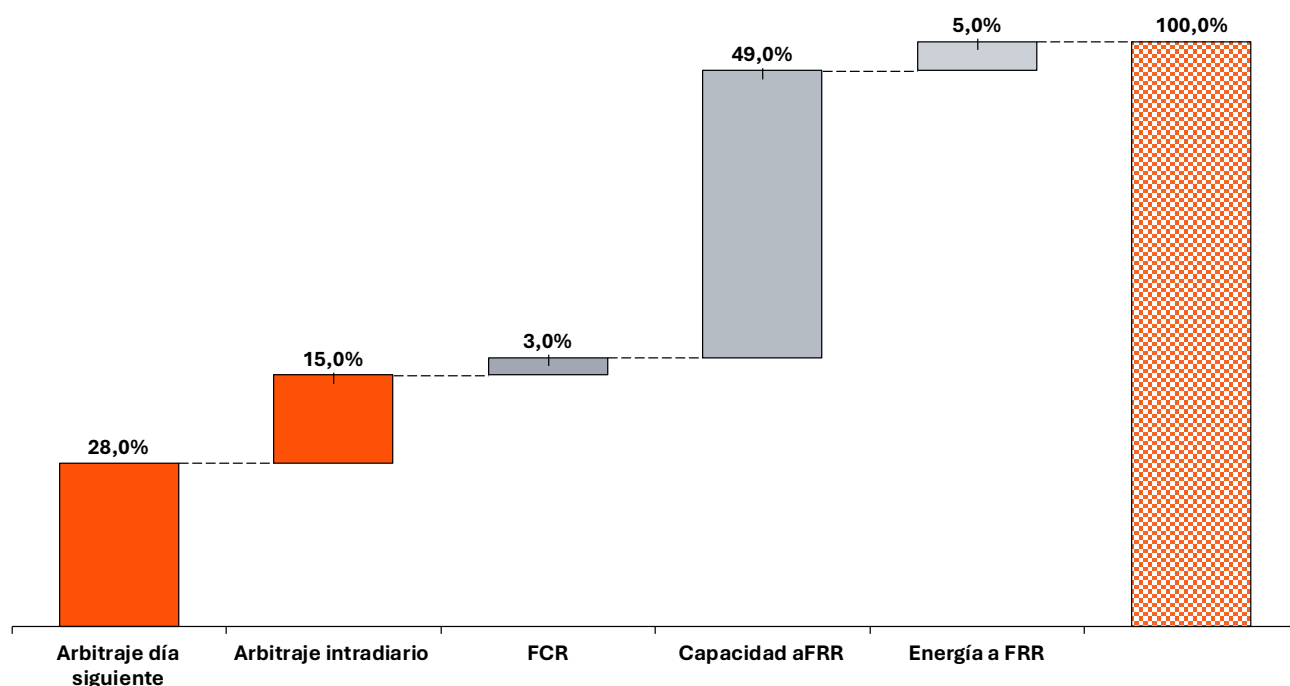


Ilustración 37: Origen de los ingresos de las baterías en Alemania
Fuente: Análisis PwC – German BESS

La implicación para los precios es relevante. Mientras las baterías dependan en gran medida de los **servicios de ajuste**, su efecto sobre el **mercado spot** será más **indirecto y limitado**, porque una parte importante de su capacidad estará monetizándose fuera del arbitraje puro. Sin embargo, a medida que se **canibalicen los ingresos por ajuste** y más baterías se desplacen hacia el **arbitraje**, su influencia sobre la curva de precios alemana debería hacerse más visible. En ese escenario, cabe esperar un mercado con **menos profundidad en los precios negativos o muy bajos de las horas solares**, y también con cierta moderación de los **picos vespertinos**, aunque no necesariamente con desaparición de la volatilidad. De hecho, esa misma expansión del almacenamiento también genera un efecto de **autocanibalización**, ya que cuantas más baterías compiten por las mismas ventanas de arbitraje, **menor es el spread capturable por cada una**.

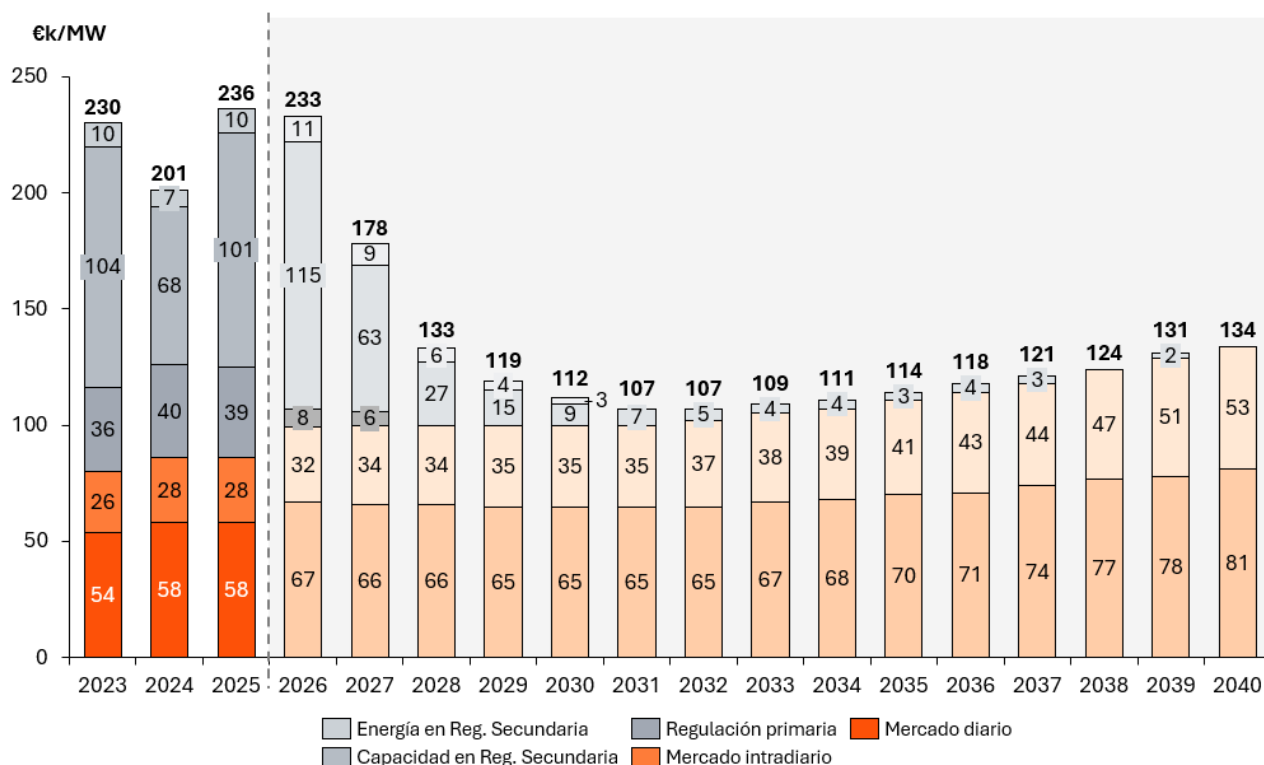


Ilustración 38: Beneficios de las baterías por tipos de mercados en Alemania

Fuente: Open Source en Streamlit – German BESS

A diferencia del mercado de California, se prevé que en Alemania no se canibalice el ingreso de las baterías por el arbitraje de precios, e incluso aumente a futuro. Esto se debe a que **la generación firme en Alemania se basa en carbón y gas**, que tienen costes marginales elevados, por lo que los *spreads* de precio en Alemania tienden a ser más altos y estables que en España o California, al menos mientras no cambien estas circunstancias. No obstante, **las previsiones que maneja el sector, como, por ejemplo, la estimación realizada en la Open Source de Streamlit⁵, reducen a la mitad los ingresos capturados en los próximos años principalmente derivado de la canibalización rápida de los precios de mercados de ajuste que, a día de hoy, suponen más del 50% de los ingresos de las baterías ya implementadas.**

Australia es otro ejemplo de clara canibalización por parte de las baterías. En particular, **Queensland**, una de las regiones del operador del sistema australiano el *-National Electricity Market (NES)-*, **ofrece un ejemplo especialmente claro de la velocidad con la que las baterías pueden canibalizar sus propios ingresos cuando el despliegue se concentra en activos de corta duración que operan sobre las mismas ventanas horarias**. A diferencia de tecnologías con mayor capacidad energética, las baterías tienden a seguir patrones de operación muy homogéneos: carga en las horas solares de bajo precio y descarga en la punta vespertina. Esta estrategia es eficiente a nivel operativo, pero reduce rápidamente el diferencial de precios que sostiene su rentabilidad.

⁵ <https://de-bess-outlook.streamlit.app/>

El cambio observado en Queensland entre 2024 y 2026 es significativo. En mayo de 2024 la punta de la tarde seguía estando cubierta mayoritariamente por turbinas de gas de ciclo abierto —OCGT—, mientras que la descarga de baterías tenía un peso todavía limitado. Sin embargo, en abril de 2026 las baterías habían pasado a cubrir prácticamente la totalidad de esa punta vespertina, alcanzando niveles cercanos a 1 GW en el perfil medio diario, con una participación residual del gas.

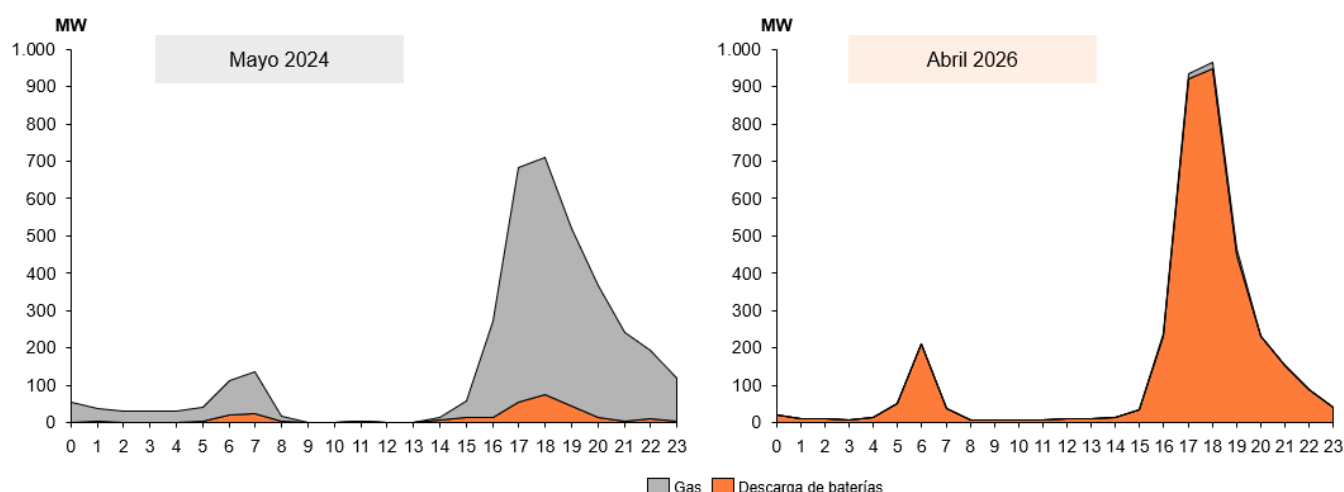
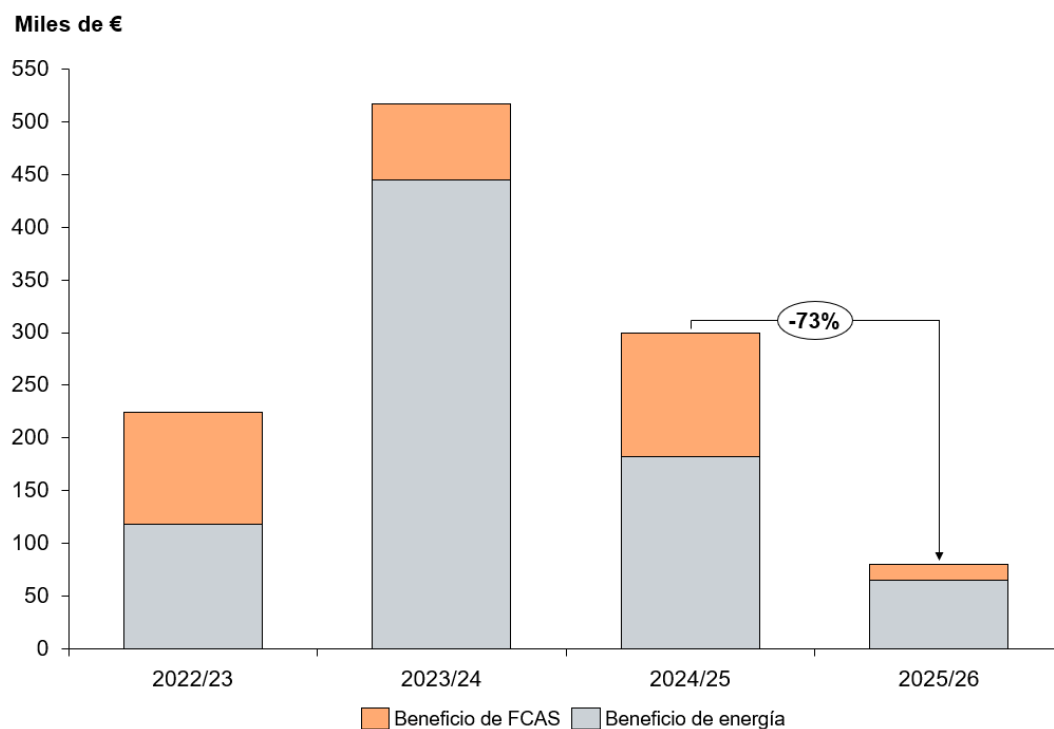


Ilustración 39 Despacho de energía en Queensland mediante baterías y turbinas de gas de ciclo abierto por horas
Fuente: Datos de Open Electricity

Este desplazamiento del gas confirma la capacidad de las baterías para sustituir generación térmica de punta en horizontes cortos. No obstante, también muestra su principal debilidad económica: al concentrarse muchas baterías en las mismas horas de descarga, reducen los precios de punta; y al cargar simultáneamente en las horas solares, elevan los precios valle. El resultado es una **compresión acelerada de spreads y, por tanto, una reducción directa del margen de arbitraje disponible para todas las baterías del sistema.**

La consecuencia ya se aprecia en los ingresos. **Queensland registró una caída interanual del 73% en los ingresos energéticos de las baterías** en la temporada 2025/26, siendo la región más afectada del *National Electricity Market* australiano. Este deterioro se produjo a pesar de que la actividad de descarga de las baterías aumentó de forma significativa, lo que evidencia que **una mayor utilización no garantiza necesariamente una mayor rentabilidad cuando el mercado empieza a saturarse.**



*Ilustración 40: Evolución de los beneficios de las baterías en Queensland (Australia)⁶
Fuente: Open Electricity*

El caso de Queensland refleja, por tanto, un **riesgo estructural de las baterías de corta duración**, su **valor marginal puede deteriorarse con mucha rapidez cuando la capacidad instalada crece más rápido que la necesidad real de flexibilidad del sistema**. Además, los servicios complementarios, como los FCAS en Australia, pueden amortiguar parcialmente la caída del arbitraje, **pero también tienen una capacidad limitada y se saturan a medida que entran más baterías compitiendo por los mismos productos**.

En conclusión, el almacenamiento de larga duración no sólo tiene más capacidad de impactar en la curva de precios de energía y mejorando el precio capturado solar, sino que además tiene una mayor resiliencia a la propia canibalización de precios del almacenamiento a medida que los “spreads” capturados sean inferiores

Conclusiones

El bombeo y las baterías no compiten exactamente por el mismo espacio económico, ya que el **bombeo** sigue siendo la tecnología de almacenamiento de referencia para desplazar grandes volúmenes de energía entre horas, mientras que la **batería** solo es capaz de capturar valor en horizontes más cortos. Esta diferencia

⁶ Se ha realizado el cambio de moneda con la equivalencia de abril de 2025 1 dólar australiano=0,61€

es importante porque, aunque ambas actúan como activos de arbitraje, su **efecto sobre precios e integración renovable es mucho más importante en el caso del bombeo.**

En cuanto a la capacidad de modificar el **perfil de precios del mercado eléctrico**, el **bombeo** tiene más potencial que las **baterías** para lograr el **aplanamiento de la curva de precios**. El factor determinante para reducir de forma material los diferenciales de precio entre horas valle y horas punta es el **volumen de energía que cada tecnología puede desplazar**. Desde esa perspectiva, el bombeo cuenta con una posición superior, ya que dispone de una **capacidad de almacenamiento** y de unas **horas de operación mucho mayores**, lo que le permite **absorber cantidades más relevantes de energía** en periodos de baja señal de precio y devolverlas al sistema en las franjas más tensionadas.

Adicionalmente, **la mayor capacidad de almacenamiento del bombeo le permite absorber un volumen más elevado de excedentes renovables, facilitando así una mejor integración de tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica en el sistema eléctrico español.** En el caso de la generación solar, **el valle de precios asociado a una elevada producción fotovoltaica puede prolongarse durante unas ocho horas**, periodo en el que se registran importantes vertidos que únicamente el bombeo tiene la capacidad efectiva de aprovechar de forma casi completa, dado que las baterías presentan duraciones de operación considerablemente más limitadas. Una **situación similar se produce durante episodios de borrascas y fuertes vientos que se extienden durante varios días**, cuando la generación eólica aumenta de forma notable y da lugar a un volumen muy elevado de excedentes que las baterías, por sus restricciones de capacidad y duración, no pueden capturar en la misma medida.

Por otro lado, **la incorporación de tecnologías de almacenamiento de larga duración en el sistema eléctrico permite desplazar del mix de generación a aquellas fuentes basadas en combustibles fósiles**, que marcan el precio marginal durante las horas más caras del día, que son altamente contaminantes y que dependen de suministro de terceros países. En este contexto, **el bombeo no solo tiene el potencial de contribuir a la reducción de los precios de la electricidad, al favorecer una gestión más eficiente de la oferta y la demanda, sino que también desempeña un papel clave en la descarbonización del mix energético español.** Al facilitar una mayor integración de las energías renovables y reducir la dependencia de tecnologías emisoras, el bombeo se posiciona como una herramienta estratégica tanto para mejorar la competitividad del sistema como para avanzar en los objetivos de transición energética y sostenibilidad.

En definitiva, el almacenamiento ya desempeña en España una **función relevante en la integración de renovables y en la gestión de excedentes**. El **bombeo** es la tecnología con **mayor potencial y mayor capacidad relativa para impactar en los precios de la energía y aplanar la curva** debido a su elevada capacidad de almacenamiento, pero su **escala actual** todavía no es suficiente para generar un **impacto estructural y sostenido sobre la curva de precios del mercado eléctrico**. Para que ese efecto se haga visible de forma material, **elevando los precios en horas valle, moderando los precios en horas pico y reduciendo de manera apreciable los diferenciales intradiarios**, será necesario un **despliegue significativamente mayor del parque de almacenamiento, en especial el de larga duración.**

5

Mercado de
capacidad para el
almacenamiento

A medida que el sistema eléctrico avanza hacia una mayor penetración renovable, la cuestión ya no se limita a disponer de recursos capaces de desplazar energía o de capturar valor en los mercados de corto plazo. En un mix cada vez más condicionado por la variabilidad de la generación y por la progresiva reducción del peso de tecnologías convencionales con capacidad firme, resulta igualmente necesario asegurar que exista potencia disponible para responder en los momentos de mayor estrés del sistema. La adecuación deja así de ser una cuestión implícita en la estructura tradicional del parque y pasa a convertirse en una necesidad que debe ser reconocida y señalizada de forma explícita.

En este contexto, el mercado de capacidad adquiere una relevancia dentro del diseño del sistema eléctrico futuro. Su función no es retribuir la energía producida, sino el valor de contar con recursos disponibles cuando más se necesitan. Esta lógica introduce una dimensión distinta de análisis para el almacenamiento, porque sitúa el foco no tanto en la capacidad de arbitraje o en la prestación de servicios de ajuste, sino en la **firmeza acreditable**, la **duración efectiva**, la **resistencia a la degradación** y la **capacidad de mantener valor a medida que el parque crece**. Es precisamente en este plano donde las diferencias entre baterías y bombeo adquieren una importancia decisiva y donde la experiencia internacional ofrece referencias especialmente útiles para orientar el diseño del mecanismo en España.

El **mercado de capacidad**, actualmente pendiente de aprobación, ocupa un lugar diferenciado porque **no retribuye la energía efectiva producida sino la disponibilidad firme del recurso** en los momentos de mayor estrés del sistema. El sistema necesita saber que, cuando llegue una situación de escasez severa, existe capacidad suficiente para responder. Esa garantía tiene un valor propio, independiente de si finalmente se activa o no, y el mecanismo de capacidad es el instrumento diseñado para remunerarla.

La participación en este servicio **no es equivalente para todas las tecnologías**. El sistema no remunera la **potencia nominal instalada** sino la **potencia firme efectiva acreditable**, y esa diferencia es donde emerge la primera asimetría relevante entre **baterías y bombeo**.

La experiencia comparada de **Reino Unido y California** permite observar **dos formas distintas de abordar estos retos**. En el caso de **Reino Unido**, el modelo se articula en torno a un **esquema centralizado puro**, en el que el **Operador Nacional del Sistema Energético, NESO**, actúa como **comprador único**, convoca subastas con un **precio de casación común** para todos los adjudicatarios y fija el volumen a contratar a partir del **estándar de fiabilidad LOLE de tres horas al año**. La remuneración se configura como un **pago fijo en libras por kilovatio de capacidad contratada**, con independencia de que el recurso sea finalmente activado. A su vez, la duración de los contratos varía según el tipo de inversión, con plazos de **un año para activos existentes, tres años para rehabilitaciones y quince años para nueva construcción**. El esquema se completa con **penalizaciones por indisponibilidad durante un evento de estrés del sistema** que pueden superar el ingreso por capacidad correspondiente a ese periodo, reforzando así el **alineamiento entre la señal económica y la función que el activo debe desempeñar para el sistema**.

Este mecanismo ha incorporado las reglas de “**augmentation**” desde **julio de 2024**, que permiten a las baterías **ampliar su capacidad para compensar la degradación sin incurrir en penalizaciones**. Junto con ello, una de las señales más relevantes del diseño británico es la aplicación de un **derating**⁷

⁷ Porcentaje que se aplica a la capacidad máxima de un equipo eléctrico para determinar su capacidad real de funcionamiento seguro

diferenciado, del **94% para el bombeo** y del **44% para las baterías**. Esta diferenciación no solo reconoce el **distinto valor de firmeza** que aporta cada tecnología, sino que también **orienta la inversión hacia los activos con mayor contribución al sistema**.

California opera con un **mercado bilateral descentralizado** donde cada empresa distribuidora contrata individualmente con los proveedores. No existe precio de casación único ni subasta central. El equivalente del *derating* es la **Net Qualifying Capacity (NQC)**, calculada en base a la capacidad sostenida durante **4 horas**. El problema estructural es que las baterías con más de cuatro horas de duración no reciben más NQC que las de cuatro horas, **desincentivando activamente el almacenamiento de larga duración**.

La solución estructural llegó con el **EOH SOC (End-of-Hour State-of-Charge)**, un **parámetro de oferta opcional** que los operadores remiten **hora a hora como rango de estado de carga** y que el mercado incorpora dentro de su propia **lógica de despacho**, en lugar de sustituirla. Por su parte, las **ASSOC (Ancillary Services State-of-Charge Constraints)** dieron respuesta a un problema distinto, ya que la **prestación de regulación de frecuencia modifica el estado de carga de las baterías** de forma diferente a la prevista en el mercado diario. Para corregir esa divergencia, las ASSOC permiten **gestionar automáticamente el conflicto mediante consignas de carga o descarga en tiempo real**.

La **integración masiva de baterías en California** ha obligado, además, a introducir una **secuencia de ajustes regulatorios de carácter reactivo** que ilustran con claridad los **problemas operativos que puede generar un diseño de mercado insuficientemente anticipado**. El **MSOC (Minimum State of Charge)**, introducido en el verano de 2022, constituyó la **primera respuesta de emergencia** ante una situación concreta, ya que el mercado tendía a **despachar la descarga de las baterías en la primera subida de precios de la tarde** y estas llegaban **sin energía disponible a las horas de mayor estrés del sistema**. Se trataba de una **medida correctora** que alteraba la **señal económica del mercado** y que estuvo vigente hasta **septiembre de 2023**. Posteriormente, el **Slice-of-Day**, plenamente implantado para el **año de cumplimiento 2025**, sustituyó la lógica de acreditación basada en una **punta fija** por un criterio **mucho más exigente**. Desde entonces, cada comercializadora debe acreditar que dispone de **capacidad suficiente para cubrir su carga más un margen de reserva en cada una de las 24 horas del peor día del mes** y, en el caso del almacenamiento, demostrar además que existe **capacidad excedentaria suficiente para recargar las baterías**, incluyendo las **pérdidas de eficiencia**. De este modo, la *adequacy* deja de medirse como una **obligación estática de potencia** y pasa a aproximarse de forma mucho más precisa a la **disponibilidad efectiva del recurso hora a hora**.

España se encamina hacia una **arquitectura de mercado más próxima a la del Reino Unido**, en la medida en que **Red eléctrica de España (REE)** asumiría el **papel de comprador único**, el esquema de adjudicación seguiría una lógica **pay-as-bid⁸ con periodicidad mensual** y la financiación recaería sobre los **consumidores a través de la factura final de energía**. No obstante, los elementos que condicionarán la **eficacia real del mecanismo** siguen aún pendientes de definición. Entre ellos se encuentran la **duración de los contratos según el tipo de tecnología**, la **calibración precisa de los factores de derating**, el **régimen**

⁸ mecanismo de subasta y fijación de precios en el que todos los compradores y vendedores pagan o cobran el mismo importe

de penalizaciones y la eventual incorporación de reglas de *augmentation* equivalentes a las previstas en el modelo británico.

Sin una definición suficiente de estos elementos, el mecanismo podría **no generar señales de inversión** suficientemente robustas para que los proyectos de almacenamiento de larga duración resulten financiables. La experiencia de California y de otros mercados ya activos ofrece **referencias útiles para España antes de que estos retos se manifiesten** con mayor intensidad en el sistema doméstico.

Mercados de Capacidad

Dimensión	 Reino unido	 California	 España
Arquitectura	Centralizado, comprador único (NESO)	Bilateral descentralizado (LSEs)	Centralizado, comprador único (REE)
Estándar de fiabilidad	LOLE 3h/año, explícito y vinculante	Margen de reserva por LSE, variable	Reliability standard de 0,94 horas LOLE y un VoLL de 22.879 €/MWh
Tecnologías elegibles	Todas las que acrediten disponibilidad firme	Todas las que acrediten NQC	Todas, con límite de 550g CO2/kWh
<i>Derating factor</i>	Diferenciado y lineal por duración	Estudio anual del estado	Por definir en procedimientos de operación
Tipo de remuneración	Pay-as-cleared, £/kW/año, precio único	Bilateral negociado, precio variable por contrato	<i>Pay-as-bid</i> , €/MW/mes,
Duración de los contratos	1, 3 y 15 años según tipología de activo	1 año bilateral, contratos plurianuales en reforma	Activos existentes: 1 año; nuevas inversiones: hasta 15 años
Penalizaciones	Calibradas por <i>System Stress Event</i>	Pérdida de acreditación RA	Previstas, por definir en procedimientos
Gestión de estado de carga	Reglas de <i>augmentation</i> y degradación	MSOC, EOH SOC, ASSOC, <i>attenuation</i> factor	Previstas, por definir en procedimientos

Ilustración 41: Características de los mercados de capacidad
Fuente: Reporte Caiso, Statutory Security of Supply Report 2024 UK, Borrador Mercado de Capacidad España

El **factor de *derating*** es el parámetro que **traduce la potencia instalada en potencia firme reconocida** por el sistema. En los mecanismos de referencia, **el bombeo obtiene un factor del 94% frente al 44% de las baterías de 4 horas**. Esa diferencia no responde a un sesgo regulatorio sino a la distinta **capacidad de cada tecnología para sostener su aportación** cuando el sistema más lo necesita.

El **mercado de capacidad del Reino Unido**, que es el **de referencia más maduro en Europa**, ilustra con precisión cómo se traduce esa diferencia en **señales de precio concretas**. Según el análisis de “*derating*” aplicado en el sistema británico, las tecnologías de generación convencional obtienen **factores elevados y homogéneos**: los **ciclos combinados y la cogeneración** alcanzan el **91,6%**, la **hidráulica convencional**

el **91,2%** y la **nuclear** el **78%**. Las **baterías**, en cambio, presentan una **dispersión muy amplia en función de su duración**: **54,2%** para **cuatro horas**, el **65,1%** para **cinco horas**, el **74,8%** para **seis horas**, el **84,0%** para **siete horas** y el **93,0%** para **ocho horas**. El **bombeo**, con independencia de su duración de descarga, obtiene un factor del **94,4%**, equivalente al de las **baterías de mayor duración** y **muy superior** al de la configuración estándar de **cuatro horas**, que se queda en el **54,2%**. Las **energías renovables variables** obtienen factores de entre el **6,4%** y el **8,7%**, reflejando su **imposibilidad estructural de garantizar disponibilidad firme** en los momentos de mayor estrés del sistema.

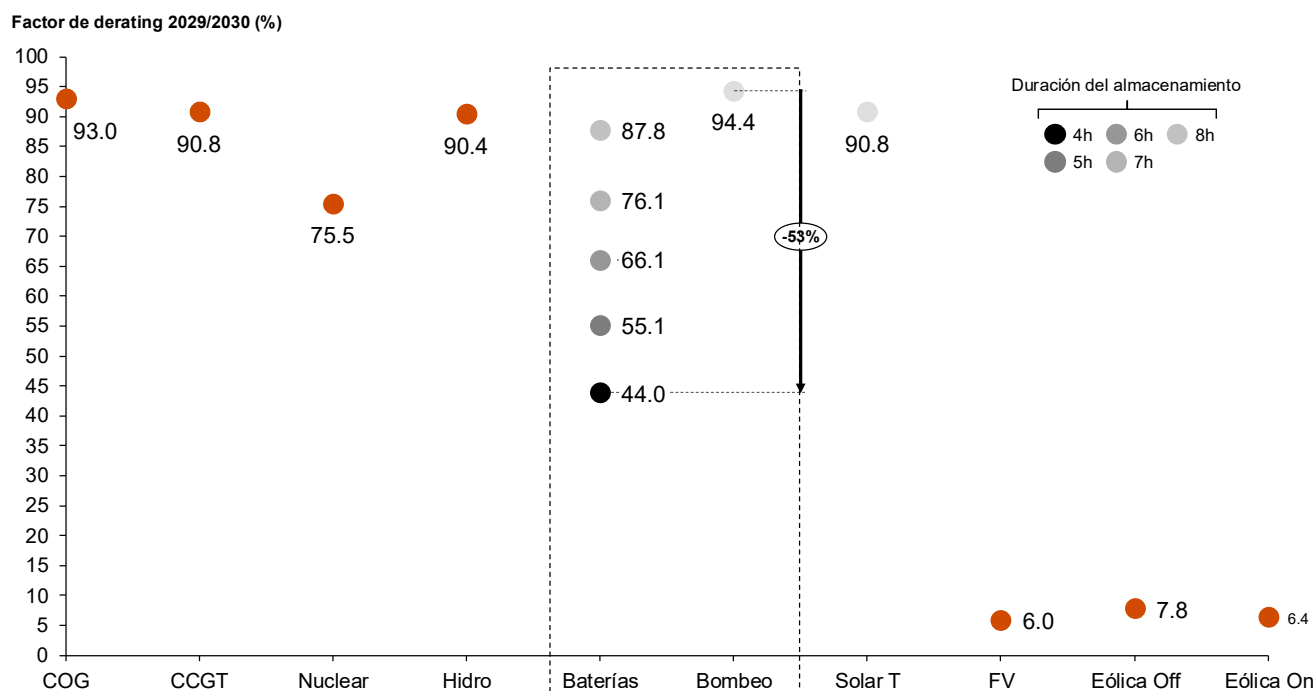


Ilustración 42: Derating de las diferentes tecnologías en Reino Unido
Fuente: NESO

La **evolución histórica del “derating” de las baterías** en el mecanismo de capacidad británico añade una **dimensión temporal** que refuerza ese diagnóstico. El sistema británico no incorporó el **almacenamiento de larga duración como categoría diferenciada hasta 2023**, lo que significa que hasta ese año todas las baterías, con independencia de su duración, competían bajo los **mismos parámetros de acreditación**. Los datos disponibles desde 2021 muestran que las **baterías de 2 horas** han oscilado entre el **49%** y el **54%** de *derating* a lo largo del período, con un mínimo del **45% en 2024** antes de recuperarse parcialmente. Las de **4 horas** han seguido una trayectoria más volátil: partieron del **71% en 2021**, alcanzaron el **75% en 2022** y cayeron de forma pronunciada hasta el **23% en 2024**, recuperándose al **27% en 2025**. Las de **6 horas** han mostrado un comportamiento similar, aunque con menor amplitud: del **51% en 2021** al **23% en 2024** y recuperación al **54% en 2025**. Las **baterías de 8 horas o más**, cuya categoría solo fue introducida en 2023, obtuvieron desde el primer año un “*derating*” del **95%**, manteniéndose entre el **93%** y el **95%** en todo el período analizado, **en línea con el bombeo**.

La **caída pronunciada de 2024**, especialmente acusada en las configuraciones de **4 y 6 horas**, refleja el **efecto combinado** del **crecimiento del parque instalado de baterías** en el sistema británico y de los **ajustes metodológicos introducidos por NESO** para capturar con mayor precisión la **disponibilidad efectiva** de los activos de almacenamiento en las horas de mayor estrés. Esa **corrección a la baja** no afecta

a las **baterías de larga duración** ni al **bombeo**, cuyo *derating* se mantiene **estable en el rango del 93-95%** a lo largo de todo el período, confirmando que la **estabilidad de la acreditación** está directamente ligada a la **capacidad de sostener la aportación durante las horas críticas** con independencia de las condiciones del resto del parque instalado.

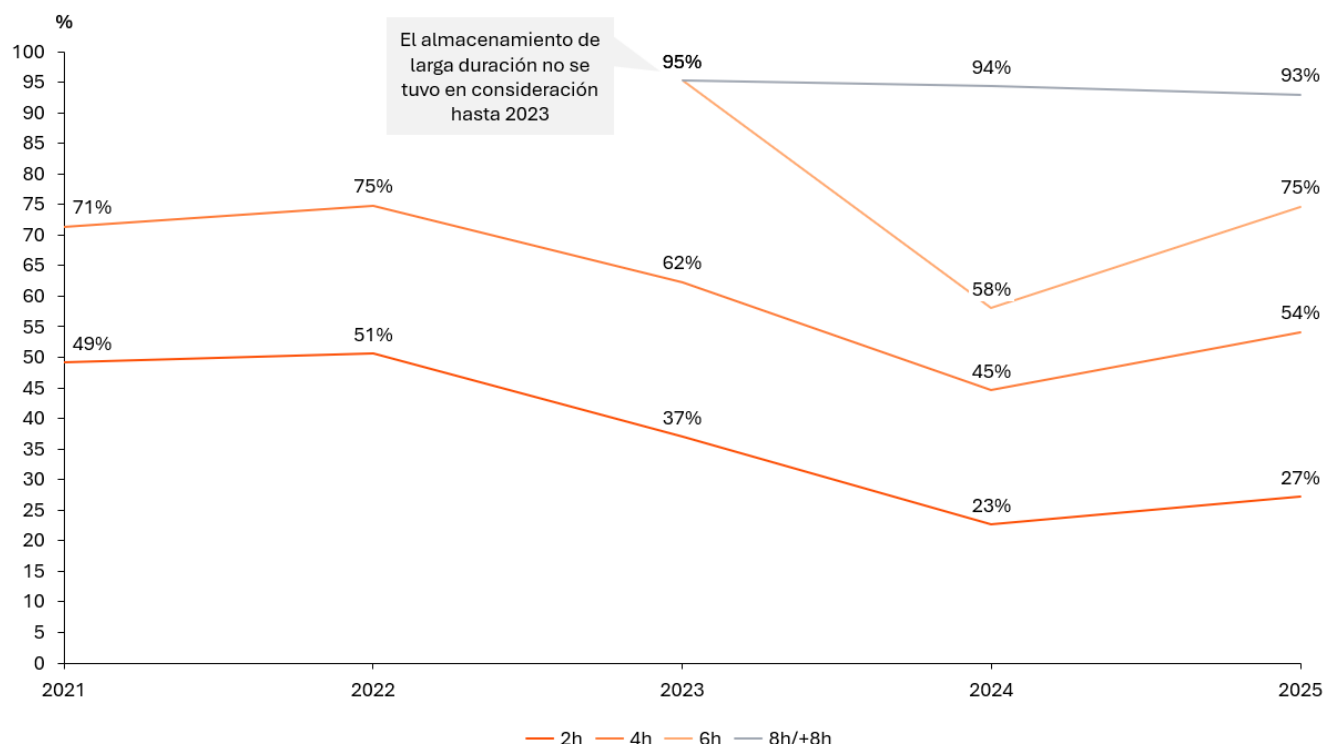


Ilustración 43: Evolución del derating factor en Reino Unido por duración del almacenamiento
Fuente: NESO

Esta distribución del **derating por tecnología** no constituye una anomalía del diseño británico, sino la **conversión regulatoria de una realidad física**. La **duración** representa, en este sentido, el **primer determinante del valor acreditable**. El segundo determinante es el **nivel de penetración del parque instalado**. El análisis de **Astrapé Consulting** sobre el sistema **CAISO** en un escenario de **alta penetración renovable en 2030** permite cuantificar este efecto con claridad. Hasta aproximadamente **5.265 MW de baterías de 4 horas**, tanto el **valor medio de capacidad** como el **valor marginal** se mantienen en el **100%**, ya que el sistema sigue presentando **horas críticas sin cubrir** y cada nueva batería instalada contribuye a resolverlas con plena eficacia. A partir de ese umbral, la caída del **valor medio** se vuelve **progresiva y cada vez más acusada**. En torno a **10.530 MW instalados**, el valor medio desciende al **98,6%**, mientras que alrededor de **15.795 MW** cae al **89,8%**. Cuando la penetración alcanza el entorno de **31.590 MW**, el valor medio acumulado se sitúa ya en el **54,3%**. Frente a ello, el **bombeo mantiene un valor estable del 94%** a lo largo de todo el rango analizado. La diferencia entre ambas tecnologías alcanza así los **45,7 puntos porcentuales** en el escenario de máxima penetración.

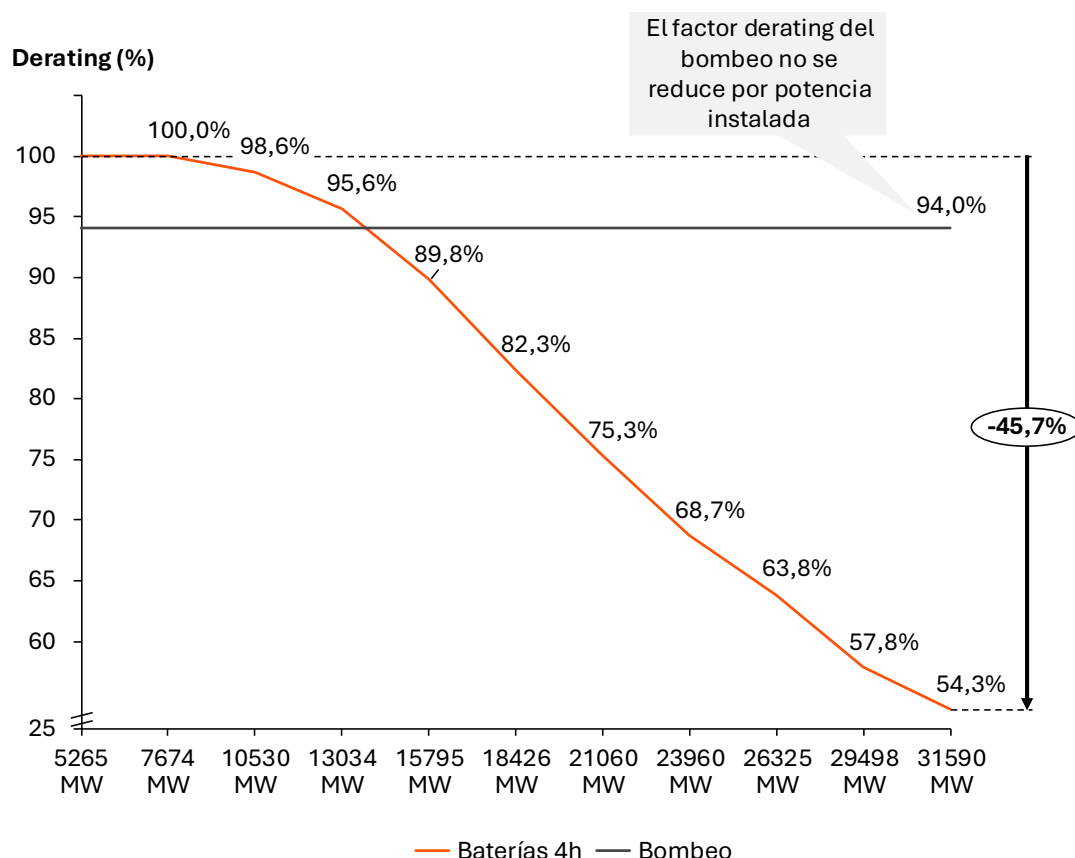


Ilustración 44: Factor de derating medio previsto en según potencia instalada
Fuente: Astrapé consulting Reporte CAISO 2019

La razón de esa caída responde a la **lógica operativa de las baterías de corta duración**. En un sistema con **alta penetración de solar fotovoltaica**, todas las baterías comparten un **mismo patrón de operación**, ya que **cargan en las horas centrales del día y descargan cuando la demanda sube y los precios se recuperan**. Cuando el parque instalado es pequeño, ese patrón es eficaz. Pero cuando el parque crece, el **comportamiento agregado** de todas las baterías actuando simultáneamente modifica la propia **curva de precios** que justificaba ese patrón. El resultado es que **ninguna batería llega plenamente cargada al final de la curva de precios**, precisamente en las **horas de mayor necesidad sistémica**, y la **contribución efectiva del conjunto a la seguridad de suministro se reduce de forma muy acusada**.

Este efecto se puede observar en el **factor de derating del último megavatio instalado**, es decir, el valor de capacidad que aporta a la seguridad del sistema el MW adicional en cada nivel de penetración. El valor marginal de capacidad es la señal relevante para el inversor que decide si instalar un nuevo proyecto. Y esa señal es la que **colapsa con mayor rapidez**. El primer tramo, hasta los **5.265 MW**, mantiene el valor marginal en el **100%**. En torno a los **7.674 MW**, el valor marginal ya ha caído al **98,2%**. En **10.530 MW** desciende al **90,7%**, en **15.795 MW** al **48,5%**, en **21.060 MW** al **23,5%** y en **31.590 MW** al **1,9%**. El último megavatio instalado en ese escenario aporta **prácticamente nada** a la seguridad de suministro del sistema.

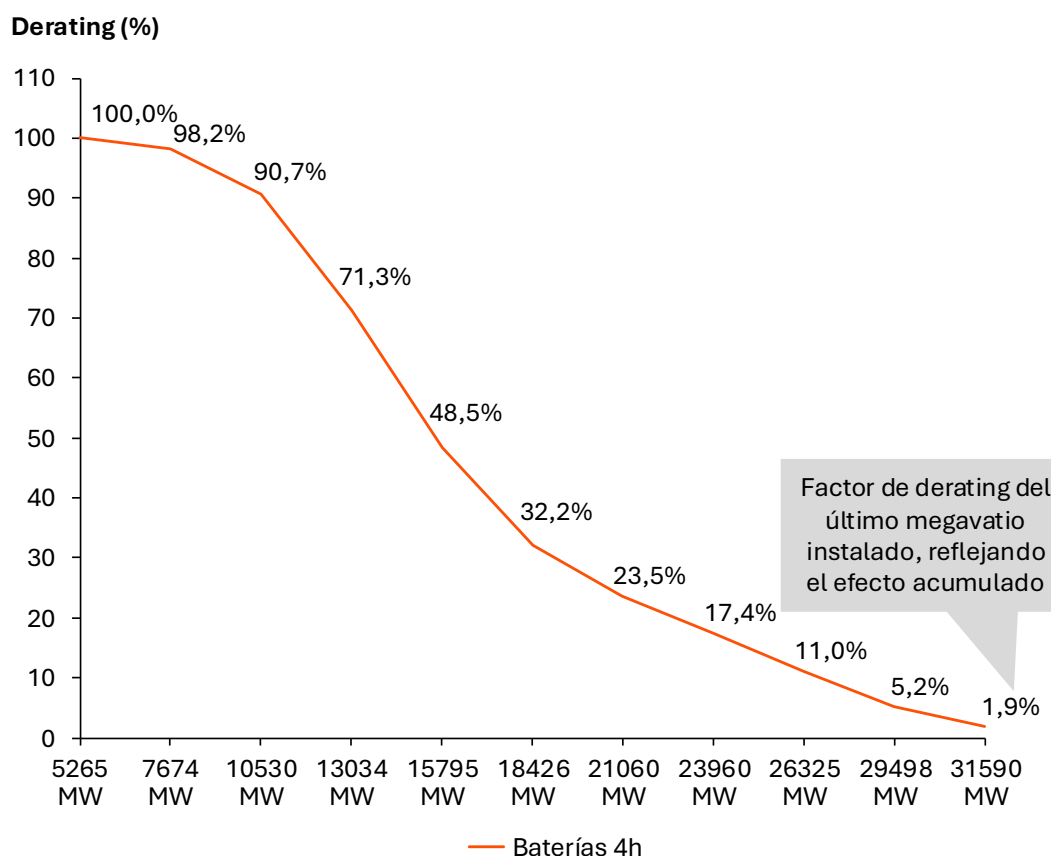


Ilustración 45: Evolución del factor de derating para el último megavatio instalado

Fuente: Astrapé consulting Reporte CAISO 201

9

La evidencia italiana de Terna refuerza esta misma lectura y muestra que el **deterioro del valor marginal** no se limita a las baterías de 4 horas ni al caso californiano. En su previsión para baterías de 8 horas, el factor de *derating* del último megavatio instalado también disminuye a medida que aumenta la **potencia acumulada instalada**. Aunque los primeros bloques mantienen un reconocimiento elevado, cercano al 90%, la **aportación firme** cae progresivamente hasta el entorno del 68% con unos 5.000 MW y se reduce de forma más acusada en los últimos tramos, hasta el 45% y posteriormente el 22% en niveles próximos a 7.000 MW. Esto confirma que la contribución de las baterías al sistema depende no solo de su duración nominal, sino también del **grado de penetración del parque instalado** y de la coincidencia de su operación en las mismas ventanas de necesidad.

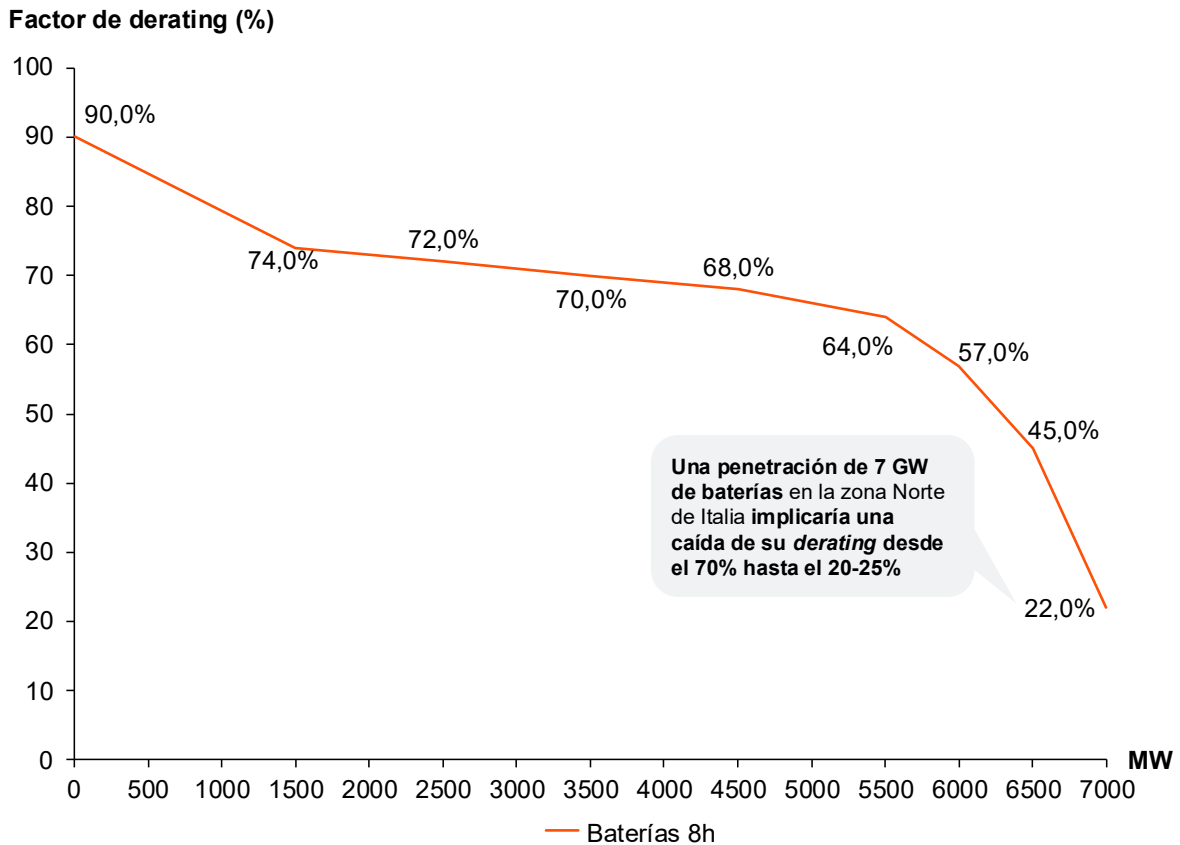


Ilustración 46: Evolución del factor de derating para el último megavatio instalado
Fuente: Terna Driving Energy

A este efecto de saturación se suma la degradación inherente a la propia tecnología. **Una batería de 8 horas puede partir de una capacidad firme cercana al 90% en el momento de su puesta en servicio, pero su disponibilidad efectiva puede reducirse hasta el entorno del 45% al cabo de pocos años.** El bombeo, por el contrario, **mantiene una capacidad firme estable a lo largo de toda su vida útil, sin necesidad de inversiones periódicas de reposición de componentes electroquímicos**, lo que se traduce en una mayor predictibilidad de su aportación al sistema en horizontes de varias décadas.

Esta dinámica tiene además una dimensión diferencial relevante según la **modalidad de instalación**. Las baterías en configuración **Stand-Alone** tienen mayor libertad para optimizar su despacho en función de las señales del sistema en su conjunto. Las baterías en **hibridación con renovables**, en cambio, están condicionadas operativamente por el perfil de generación del activo al que están asociadas. Su punto de conexión compartido con el generador renovable les permite optimizar el uso del acceso a red y reducir costes de tramitación, pero esa ventaja tiene como contrapartida una **menor flexibilidad operativa**. A medida que aumenta la penetración de baterías hibridadas con solar, la correlación entre sus patrones de carga y descarga se intensifica, **amplificando la canibalización de precios** y acelerando la caída del valor marginal de capacidad del conjunto.

Desde esta perspectiva, el **bombeo presenta una posición comparativamente más robusta**, tanto por su **mayor reconocimiento como capacidad firme** como por su **menor exposición a la canibalización**. Su patrón de operación no está determinado por la **producción solar**, puede gestionar **ciclos de carga y**

descarga con mayor flexibilidad horaria y su **mayor duración** le permite llegar a las **horas de mayor estrés** con **reserva energética suficiente para acreditar capacidad firme**.

Las baterías de litio **pierden capacidad de forma progresiva** con el uso y el paso del tiempo. Sin intervención, una batería que empieza con **112 MWh de capacidad** puede quedar por debajo del **umbral de 100 MWh** exigido por el contrato de capacidad en un plazo de pocos años, lo que la haría **incumplidora de sus obligaciones** y sujeta a **penalizaciones**.

La respuesta técnica a este problema es el **revamping o augmentation**, que consiste en **añadir nuevas celdas o módulos** al sistema existente para **compensar la capacidad perdida** y mantener la **capacidad total por encima del umbral contractual requerido**. Como ilustra el gráfico adjunto, sin **revamping** la capacidad puede caer desde los **112 MWh iniciales** hasta aproximadamente **60 MWh en 20 años de operación**. Con un **revamping** periódico, si se aplica **cada cuatro o cinco años**, la capacidad se repone por encima del umbral en cada intervención y el sistema puede **mantener su acreditación de forma continuada a lo largo de toda la vida útil del activo**.

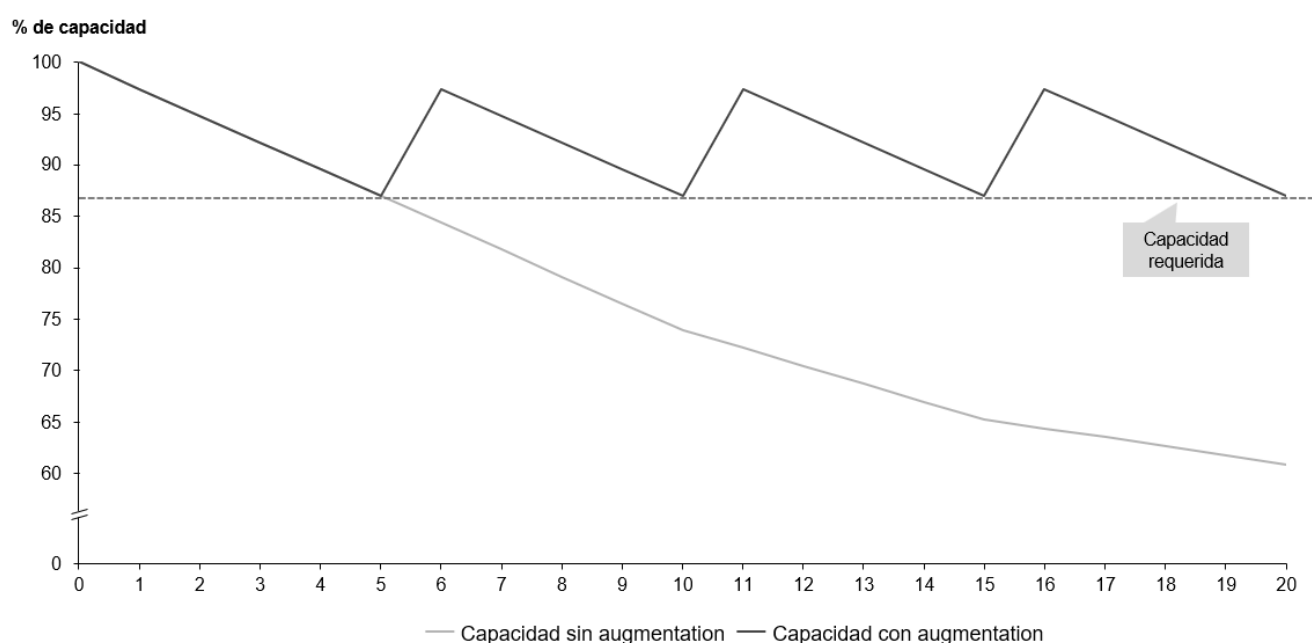


Ilustración 47: Degradación de la capacidad de las baterías y el efecto del augmentation

Fuente: Ilustrativo PwC

Las implicaciones financieras son relevantes ya que el coste de las intervenciones periódicas debe incorporarse al modelo financiero como un **gasto de capital recurrente**, lo que modifica el perfil de caja del activo y puede afectar a su viabilidad en función del precio de mercado de los módulos en el momento de cada intervención.

A diferencia del bombeo, cuya curva de degradación es prácticamente plana a lo largo de una vida útil superior a 50 años, las baterías requieren una gestión activa de su capacidad instalada para mantener sus compromisos contractuales.

En conclusión, el bombeo presenta una capacidad significativamente mayor que las baterías para aportar firmeza al sistema eléctrico, al disponer de una reserva energética superior, un *derating* más elevado y estable, una menor exposición a la degradación y una menor vulnerabilidad a la canibalización de valor que se produce cuando aumenta la penetración de baterías en el sistema

El mercado de capacidad **no remunera la energía producida, sino la disponibilidad firme del recurso en los momentos de mayor estrés del sistema**. Por ello, la comparación entre tecnologías no debe hacerse sobre la potencia nominal instalada, sino sobre la potencia firme efectiva que cada activo puede acreditar. En este plano, las diferencias entre baterías y bombeo son especialmente relevantes, porque la adecuación del sistema depende de que los recursos no solo estén disponibles, sino de que puedan sostener su aportación durante el tiempo necesario.

La primera diferencia estructural es la **menor reserva energética de las baterías**. Aunque pueden aportar valor en eventos de corta duración, su capacidad firme queda condicionada por el estado de carga y por la duración efectiva del activo. A medida que el episodio de estrés se prolonga o se encadenan varias horas críticas, la contribución de una batería de corta o media duración disminuye. El bombeo, en cambio, dispone de una capacidad de almacenamiento muy superior y puede mantener su aportación durante horizontes más largos, lo que le otorga una ventaja clara cuando el sistema necesita firmeza sostenida.

Esta diferencia física se refleja directamente en los factores de *derating*. La experiencia de Reino Unido muestra que **el bombeo recibe un reconocimiento de capacidad elevado y estable**, comparable al de las tecnologías de almacenamiento de muy larga duración, mientras que las baterías obtienen factores significativamente inferiores cuando su duración es limitada. Este menor *derating* no responde a una penalización regulatoria, sino a la menor garantía efectiva que ofrecen las baterías para cubrir eventos prolongados de escasez. Por tanto, **la batería aporta menos firmeza acreditable que el bombeo cuando su duración no es suficiente para cubrir las horas críticas del sistema**.

Además, el valor de capacidad de las baterías se reduce a medida que aumenta su penetración en el sistema. La evidencia de California y de Italia muestra que **la aportación marginal de nuevas baterías cae cuando muchas instalaciones cargan y descargan en las mismas ventanas horarias**. Este efecto se acentúa especialmente en sistemas con elevada penetración solar, donde las baterías tienden a cargar durante las horas centrales del día y descargar en las primeras horas de la tarde. Cuando el parque instalado crece, esa operación simultánea reduce los diferenciales de precio, adelanta las descargas y puede provocar que parte del almacenamiento no llegue con suficiente energía a las horas de mayor estrés. En consecuencia, **a mayor penetración de baterías, mayor riesgo de canibalización de precios y menor valor marginal de capacidad**.

Esta dinámica es especialmente relevante en el caso de las baterías híbridadas con renovables. Aunque la hibridación permite optimizar el uso del punto de conexión, también reduce la flexibilidad operativa del activo, al quedar más condicionada por el perfil de generación renovable asociado. Por ello, **las baterías híbridadas, especialmente con solar, pueden intensificar la correlación de patrones de operación y acelerar la pérdida de valor del conjunto del parque de almacenamiento**. El bombeo, por el contrario, no está

vinculado a una ventana horaria concreta de generación renovable y cuenta con mayor margen para gestionar sus ciclos de carga y descarga en función de las necesidades reales del sistema.

A estas restricciones se suma la degradación. **Las baterías pierden capacidad con el uso y con el paso del tiempo**, lo que puede comprometer su capacidad de cumplir contratos de capacidad si no se realizan inversiones periódicas de *augmentation* o revamping. Estas actuaciones permiten recuperar capacidad, pero introducen un coste de capital recurrente y una incertidumbre adicional en el modelo financiero. El bombeo, en cambio, presenta una vida útil muy superior y una degradación mucho más reducida, lo que le permite mantener una aportación firme más estable durante décadas.

En definitiva, **el almacenamiento no debe tratarse como una categoría homogénea dentro del mercado de capacidad**. Las baterías son necesarias y aportan valor por su rapidez, modularidad y flexibilidad, pero su contribución a la seguridad de suministro está condicionada por su menor duración, su menor *derating*, su degradación y la canibalización asociada al crecimiento del parque instalado. El bombeo, por su parte, ofrece una firmeza más robusta, estable y duradera, por lo que se posiciona como la tecnología de almacenamiento con mayor capacidad para aportar seguridad de suministro estructural al sistema eléctrico español. Por ello, el futuro mercado de capacidad en España deberá diseñarse con señales suficientemente precisas. **La calibración del *derating*, la duración de los contratos, el régimen de penalizaciones y el tratamiento de la degradación serán claves para remunerar la capacidad firme real, y no únicamente la potencia nominal instalada**. Solo así el mecanismo podrá orientar la inversión hacia los activos que aporten mayor valor sistémico en un contexto de creciente penetración renovable.

6

El papel del
almacenamiento
en la operación del
sistema eléctrico

La contribución del almacenamiento depende del **tipo de servicio** que presta, del **horizonte temporal** en el que actúa y de la **duración** con la que puede mantener ese servicio. En el sistema español, las **baterías** y el **bombeo** participan en servicios de distinta naturaleza, con requisitos técnicos diferentes y con esquemas de remuneración específicos en cada caso.

Los **servicios de ajuste** son el conjunto de mecanismos a través de los cuales el operador del sistema garantiza en todo momento el **equilibrio entre generación y demanda** y la **estabilidad del sistema eléctrico**. El sistema eléctrico no puede almacenar energía en la red de forma directa, por lo que, para cada instante, la generación debe ser exactamente igual al consumo. Cualquier desequilibrio, por pequeño que sea, se manifiesta de forma inmediata en la **frecuencia** o en la **tensión**, y si no se corrige a tiempo puede desencadenar **perturbaciones en cascada** que comprometan la seguridad del suministro.

Esos servicios se articulan en torno a **tres grandes agrupaciones con lógicas distintas**:



Los **servicios de balance** resuelven las **diferencias entre la programación prevista y la operación real**: cuando la producción renovable no coincide con la previsión, cuando una unidad falla o cuando la de

manda se desvía de lo esperado, el operador necesita activar recursos capaces de absorber o cubrir esa diferencia en escalas temporales que van de minutos a horas.



Los **servicios de red**, en cambio, no gestionan energía en el tiempo, sino que **mantienen la estabilidad técnica del sistema**: el control de tensión, la aportación de inercia y la regulación de frecuencia son los tres atributos que determinan la robustez operativa del sistema y que operan en escalas de milisegundos a segundos.



El **black start** constituye un servicio de naturaleza diferente, no actúa sobre un sistema en funcionamiento sino sobre un sistema fuera de servicio, y su exigencia no es la rapidez de respuesta sino la **capacidad de sostener la reposición durante el tiempo necesario** para reconstruir el sistema desde cero.

Esta distinción tiene consecuencias directas sobre **qué tecnologías son más adecuadas para cada función**, **qué señales de precio** son necesarias para remunerarlas correctamente y **qué reformas regulatorias** están pendientes en el sistema español para que esas señales existan.



Servicios de Balance

Los **servicios de balance** son los mecanismos a través de los cuales el operador del sistema corrige en tiempo real las diferencias entre la programación prevista y la operación efectiva. En un sistema con alta penetración de generación renovable, la producción fotovoltaica y eólica real nunca coincide exactamente con la previsión del día anterior. A esa variabilidad se suman los fallos de unidades, los cambios imprevistos de demanda y las desviaciones en la producción hidráulica. El resultado es que el sistema necesita, de forma

continua, recursos capaces de **absorber excedentes o cubrir déficits** en escalas temporales que van desde **minutos hasta varias horas**.

Los servicios de balance se articulan en torno a dos dimensiones complementarias que responden a las necesidades del sistema:

1 Firmeza alude a la **capacidad de garantizar potencia disponible y sostenida** cuando el sistema la necesita. No se trata únicamente de responder ante una desviación puntual, sino de poder **mantener la aportación o la absorción de energía durante el tiempo suficiente** para cubrir déficits persistentes, sostener el suministro y preservar los márgenes de seguridad operativa. En términos de balance, la firmeza es la cualidad que permite que, una vez aparece el desequilibrio, existan recursos capaces no solo de activarse, sino también de **permanecer disponibles y sostener su respuesta** durante periodos prolongados, especialmente en situaciones de baja producción renovable o de tensión estructural del sistema.

2 Flexibilidad se refiere a la **capacidad de modificar de forma rápida, precisa y repetida el nivel de inyección o consumo** en respuesta a las necesidades del operador del sistema. Su valor radica en la velocidad de activación, en la capacidad de seguir consignas con precisión y en la posibilidad de operar en ambos sentidos, absorbiendo excedentes o entregando energía en función de la señal del sistema. En los servicios de balance, la flexibilidad es la dimensión que permite gestionar la variabilidad de corto plazo, corregir desvíos en cuestión de minutos y adaptar la operación a un entorno en el que la incertidumbre meteorológica y las oscilaciones de demanda obligan a realizar ajustes continuos.

Ambas dimensiones están estrechamente relacionadas, pero no son equivalentes. Un recurso puede ser muy flexible y, sin embargo, ofrecer una capacidad limitada de para sostener el servicio; del mismo modo, puede aportar firmeza sin disponer de la rapidez o granularidad de respuesta necesarias para corregir desequilibrios instantáneos. Precisamente por ello, el funcionamiento eficiente del sistema requiere una combinación de tecnologías y servicios capaz de aportar simultáneamente **rapidez de respuesta, capacidad de modulación y posibilidad de sostener el servicio**.

La normativa de operación y balance aprobada por la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** prevé expresamente la participación de instalaciones de **generación, demanda y almacenamiento** en estos servicios, sujeta a los correspondientes procesos de habilitación y verificación de respuesta. El procedimiento de programación reconoce específicamente a las instalaciones de almacenamiento no hidráulicas, estableciendo unidades de programación diferenciadas para las **entregas** y las **tomas de energía**, lo que permite al operador gestionar de forma separada la carga y la descarga de cada activo.

En la práctica, sin embargo, la contribución efectiva sigue siendo **muy asimétrica**. En **2025**, los sistemas de almacenamiento contribuyeron a integrar **9.204 GWh**, una cifra que refleja ya una aportación material a la flexibilidad del sistema, pero que sigue concentrada fundamentalmente en el **bombeo**.

El control de frecuencia, en cambio, es el ámbito en el que esa diferencia se matiza. Una vez que el sistema ha amortiguado la perturbación inicial gracias a la inercia disponible, la respuesta de frecuencia se articula en tres niveles sucesivos de regulación que actúan en escalas temporales crecientes y con objetivos distintos.

1 La **regulación primaria** es la respuesta automática e inmediata ante desviaciones de frecuencia. Actúa en los primeros segundos tras una perturbación, típicamente entre **0 y 30 segundos**, y es prestada de forma automática por los grupos habilitados. Su objetivo no es restaurar la frecuencia a su valor nominal, sino **detener su caída y estabilizarla en un nuevo punto de equilibrio**.

En regulación primaria, tanto las baterías como el bombeo pueden prestar el servicio con solvencia, pero el **bombeo vuelve a ofrecer un perfil más sólido cuando se valora la utilidad del sistema completo**. Aunque las baterías pueden reaccionar con mucha rapidez, su **reserva energética es limitada**, lo que reduce su capacidad de sostener la prestación si la perturbación se prolonga o si el sistema requiere una actuación más persistente. El bombeo, en cambio, puede prestar regulación primaria tanto en **turbinación** como en **bombeo**, aun sin generar potencia, permanece sincronizado con la red y preparado para responder en un intervalo de entre **5 y 70 segundos**.

2 La **regulación secundaria** actúa en una escala temporal de **30 segundos a 15 minutos** y tiene como objetivo **restaurar la frecuencia a su valor nominal de 50 Hz** tras una perturbación, corregir el error de control del sistema y **reponer las reservas de regulación primaria consumidas**. El producto asociado exige que los recursos mantengan capacidad de regulación en ambos sentidos y sean capaces de seguir de forma **precisa, continua y graduada** las señales enviadas por el operador del sistema.

En este caso, la comparación entre tecnologías debe centrarse en **la capacidad de mantener una prestación modulada y bidireccional durante varios minutos**. Las baterías pueden seguir señales de consigna con rapidez, pero su aportación queda condicionada por **la gestión permanente del estado de carga**, cada activación modifica su margen disponible para seguir regulando al alza o a la baja. El bombeo, por su parte, presenta una **mayor holgura operativa** para sostener este tipo de servicio, tanto en turbinación como en bombeo, al disponer de **una reserva energética mucho más amplia** y de **menor sensibilidad al agotamiento energético** en horizontes de varios minutos. Por ello, en regulación secundaria, **el elemento diferencial no es la reacción inicial, sino la capacidad de mantener una regulación continua, estable y con margen suficiente en ambos sentidos**.

3 La **regulación terciaria** opera en una escala temporal de **15 minutos a varias horas** y tiene como objetivo **reponer las reservas de regulación secundaria consumidas** y reequilibrar el sistema con un mayor horizonte temporal. A diferencia de la regulación secundaria, su activación no es automática sino **manual**, por instrucción del operador del sistema. Los recursos habilitados deben ser capaces de **movilizar la potencia comprometida en un máximo de 15 minutos** y sostenerla durante el tiempo requerido por la operación.

En regulación terciaria, la diferencia entre baterías y bombeo aparece de forma más clara, porque el servicio deja de depender de la precisión en el seguimiento de una consigna y pasa a depender de **la energía disponible para mantener el ajuste**. Una batería puede participar técnicamente, pero si la activación se prolonga o se encadenan varios periodos consecutivos, **el estado de carga puede convertirse rápidamente en una restricción operativa**, reduciendo su capacidad para seguir prestando el servicio y aumentando la exposición al desgaste del activo. El bombeo, en cambio, está mejor alineado con la lógica de la regulación terciaria, al disponer de **una reserva energética mucho mayor** y de capacidad para **sostener la prestación durante varias horas**. Aunque su activación puede depender del modo de operación y de determinadas restricciones físicas de la central, una vez

operativo ofrece una respuesta **más estable, menos expuesta al agotamiento energético y más adecuada para episodios prolongados**. Por ello, en regulación terciaria, **el bombeo aparece como la opción más robusta cuando el sistema requiere duración, continuidad y firmeza en la prestación**.

La regulación de los **servicios de red en España** está, por tanto, pendiente de una reforma que **diferencie y remunere adecuadamente cada tipo de servicio**, reconozca el valor diferencial de la **inercia** y el **control de tensión** en un sistema con alta penetración renovable y genere **señales de precio** que orienten la inversión hacia los activos con mayor valor sistémico en cada función. Esa reforma es **condición necesaria** para que tanto el **bombeo** como las **baterías**, cada uno con sus fortalezas específicas, puedan recuperar adecuadamente su inversión en los servicios en los que presentan mayor ventaja comparativa.

La evolución de los mercados de regulación en España entre 2018 y 2025 confirma en datos lo que el análisis técnico anterior describe en términos cualitativos. El volumen total de servicios de regulación activados ha crecido de forma sostenida a lo largo del período, pero ese crecimiento no es simétrico ni homogéneo entre mecanismos. **El peso de la regulación se ha desplazado progresivamente hacia los mecanismos de tiempo real**, las restricciones y la regulación terciaria.

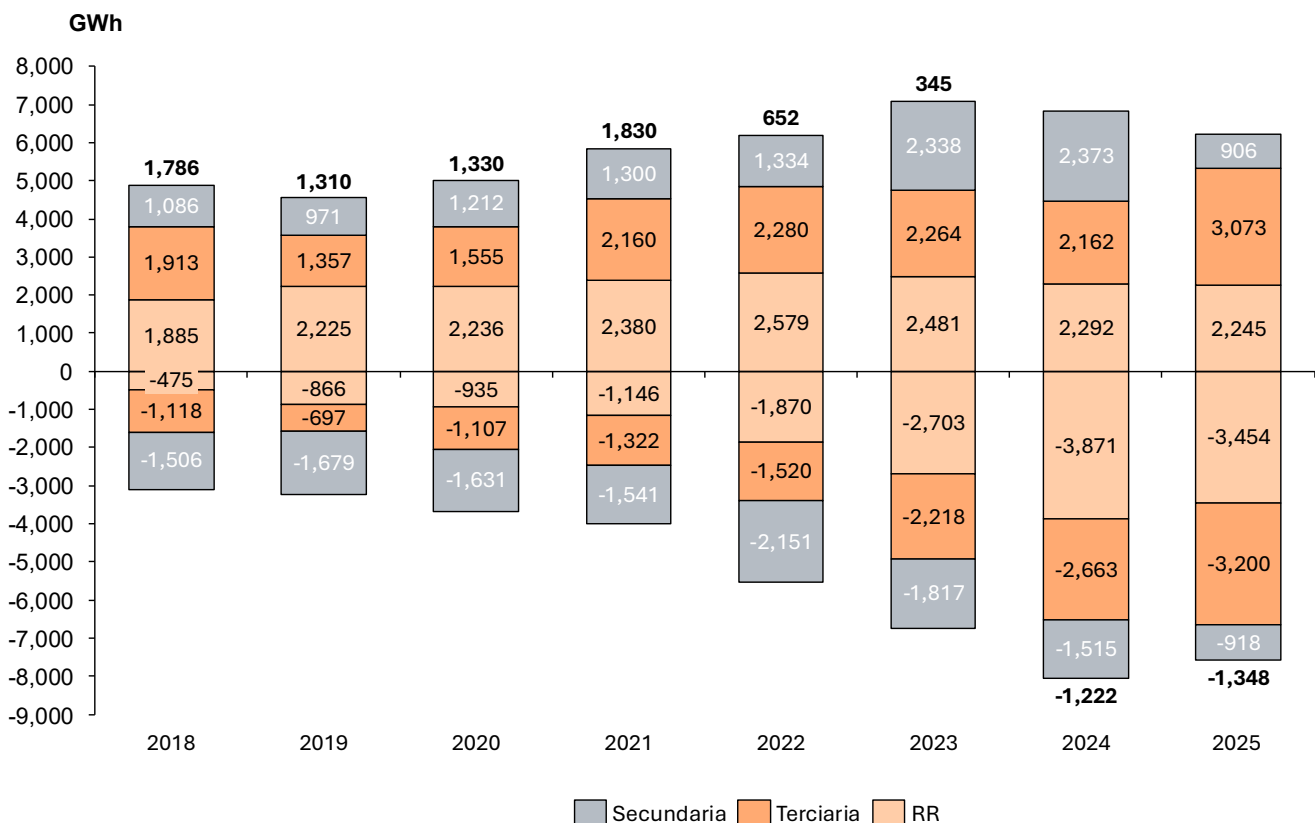


Ilustración 48: Evolución de los mercados de regulación en España
Fuente: Red Eléctrica de España



Los **servicios de red** son aquellos **servicios técnicos orientados a preservar la estabilidad eléctrica y la seguridad de operación del sistema en escalas de tiempo cortas**. No tienen como función principal **gestionar energía en el tiempo**, sino asegurar que la electricidad que circula por la red cumple las condiciones mínimas para ser utilizada con seguridad. Por ello se distinguen de los **servicios de balance**, tratados en el apartado anterior, que corrigen desequilibrios entre generación y demanda en escalas de minutos a horas. En concreto, el análisis se centra en el **control de tensión y potencia reactiva**, la **aportación de inercia síncrona o sintética**, el **soporte dinámico de frecuencia**, incluida la limitación del **ROCOF**, la **fortaleza de red**, la **capacidad de cortocircuito** y otras prestaciones asociadas a la operación **grid-forming**. Estos servicios se articulan principalmente en torno a tres atributos interdependientes, **tensión, inercia y frecuencia**, aunque responden a mecanismos físicos distintos y requieren soluciones técnicas diferenciadas.

La **tensión** en la red eléctrica depende del balance entre generación y consumo de **potencia reactiva**. La potencia reactiva no produce trabajo útil directamente, pero resulta esencial para mantener la tensión dentro de los rangos operativos seguros. Cuando hay exceso de potencia reactiva en un nudo, la tensión sube por encima de los límites admisibles. Cuando hay déficit, la tensión cae, lo que puede provocar **colapsos de tensión en cascada**. El operador del sistema gestiona este equilibrio en tiempo real mediante la activación de recursos que absorben o generan reactiva según la necesidad de cada nudo.

En España, la participación en el **control de tensión** tiene carácter obligatorio para determinadas instalaciones. El **Procedimiento de Operación (P.O.) 7.4** establece un factor obligatorio de absorción de reactiva que las instalaciones conectadas a la red de transporte deben cumplir como condición de operación: en términos generales, las instalaciones deben ser capaces de operar con un **factor de potencia entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo**⁹ en su punto de conexión, lo que implica tanto capacidad de absorber como de generar potencia reactiva según la instrucción del operador. El incumplimiento de este requisito puede dar lugar a **penalizaciones o restricciones operativas**.

Desde el punto de vista técnico, el **bombeo** aporta reactiva a través de su **máquina síncrona**, al estar sincronizado con la red, puede generar o absorber reactiva de forma continua simplemente ajustando la excitación del rotor, sin necesidad de electrónica de potencia adicional. Es una aportación **física, robusta y no sujeta a limitaciones de capacidad de inversor**. Las **baterías**, en cambio, **prestan este servicio a través de su inversor de potencia, que puede inyectar o absorber reactiva con gran velocidad de respuesta**, pero dentro de los límites de diseño del inversor y con una capacidad que puede verse condicionada cuando el activo está simultáneamente gestionando potencia activa. Los estudios recientes sobre **grid-forming** refuerzan esta diferencia al mostrar que estos inversores pueden aportar control de tensión, pero también que su comportamiento presenta sensibilidad cuando la fortaleza eléctrica de la red es

⁹ El **factor de potencia** refleja la capacidad de absorber o generar potencia reactiva para contribuir al control de tensión

baja, exige un ajuste cuidadoso de parámetros y requiere modelos de área amplia ¹⁰ para captar correctamente las interacciones con el resto del sistema ^{11 12}.

El **bombeo**, cuando opera sincronizado a la red, aporta **inercia síncrona real**, ya que su **masa rotante contribuye directamente a la inercia total del sistema** del mismo modo que cualquier otro generador convencional. Esta contribución es particularmente valiosa en los **momentos de alta penetración renovable**, precisamente cuando la **inercia del sistema es más baja** y la **velocidad de variación de frecuencia**, o *Rate of Change of Frequency (ROCOF)*, ante perturbaciones es mayor.

Las baterías, conectadas a través de inversores de potencia, no aportan inercia síncrona de forma intrínseca. A diferencia de los **grandes grupos rotativos**, cuya **masa en movimiento libera o absorbe energía cinética de manera instantánea** ante un desequilibrio, un inversor convencional **no tiene masa rotante y no reacciona de forma natural a las variaciones de frecuencia**. La evidencia técnica disponible muestra que la electrónica de potencia puede **aproximar parte de ese comportamiento** mediante lazos específicos de control que modulan la potencia activa en respuesta a la dinámica de frecuencia, pero también que esa prestación **no es equivalente a la inercia síncrona real y depende de forma crítica de cómo esté diseñado el control** ¹³. Además, la respuesta inercial puede desacoplarse del lazo de potencia activa para mejorar la estabilidad ¹⁴, pero también que las perturbaciones de frecuencia pueden llevar al convertidor a **saturación de corriente e inestabilidad angular** si esa arquitectura **no está bien resuelta** ¹⁵.

La **distinción clave** es la que separa los modos de operación **grid-following** y **grid-forming**. Un inversor **grid-following**, comúnmente utilizado en tecnologías renovables como la solar, opera como una **fuentes de corriente controlada**, ya que detecta la **tensión y la frecuencia de la red** y ajusta su **inyección de corriente** en consecuencia. Este modo es el **dominante en la práctica actual** y funciona bien cuando la **red es robusta**, es decir, cuando hay **suficiente inercia síncrona** que mantenga la **tensión y la frecuencia estables como referencia**. El problema surge cuando esa referencia se debilita. En sistemas con **baja inercia**, puede **perder la sincronización ante perturbaciones severas**, y el inversor **grid-following** puede **contribuir a la inestabilidad en lugar de corregirla**.

Un inversor **grid-forming**, en cambio, actúa como una **fuentes de tensión** que genera su propia referencia interna de tensión y frecuencia y puede sostener esas variables en un segmento de red incluso en ausencia

¹⁰ Mayer, P. F., Gordon, H., Huang, W. y Hardt, C., "Improving grid strength in a wide-area transmission system with grid forming inverters"

¹¹ NERC, Grid Forming Technology: Bulk Power System Reliability Considerations, White Paper, North American Electric Reliability Corporation

¹² NERC, Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems, North American Electric Reliability Corporation

¹³ Pan, D., Wang, X., Liu, F. y Shi, R., "Transient Stability of Voltage-Source Converters With Grid-Forming Control: A Design-Oriented Study"

¹⁴ Imgart, P., Narula, A., Bongiorno, M., Beza, M. y Svensson, J. R., "External Inertia Emulation to Facilitate Active-Power Limitation in Grid-Forming Converters"

¹⁵ Taul, M. G., Wang, X., Davari, P. y Blaabjerg, F., "Current Limiting Control With Enhanced Dynamics of Grid-Forming Converters During Fault Conditions"

de otras fuentes síncronas. Esa diferencia de arquitectura de control tiene consecuencias directas sobre la **estabilidad del sistema**. Esta arquitectura cuenta con **capacidades de control de tensión, soporte de frecuencia, respuesta inercial, capacidad de cortocircuito** ¹⁶, **amortiguamiento de oscilaciones, cancelación de armónicos y apoyo al arranque del sistema**, pero no debe interpretarse como una **solución universal**, sino como una **tecnología versátil con prestaciones amplias y, al mismo tiempo, con límites claros** ¹⁷.

La evidencia disponible apunta, por tanto, a que el *grid-forming* puede utilizarse para reforzar la estabilidad en sistemas con abundancia de renovables, pero no a que constituya por sí solo una sustitución plena, homogénea y ya resuelta de la aportación técnica de las máquinas síncronas. Su valor reside en la capacidad de reducir la dependencia de apoyo síncrono y reforzar determinados servicios de estabilidad, lo que encaja mejor con una lógica de complementariedad y sustitución parcial que con una de reemplazo automático e integral.

El **bombeo**, cuando opera sincronizado a la red, aporta **inercia síncrona real** de forma física e instantánea, sin necesidad de algoritmos de control ni de reserva energética adicional: su masa rotante está permanentemente acoplada a la frecuencia de la red y responde a cualquier perturbación antes de que ningún sistema de control pueda actuar.

Las baterías con **inversores *grid-forming*** pueden **aproximar parte de esa respuesta**, pero esa prestación requiere un **modo de control específico, suficiente energía disponible en el almacenamiento, margen de corriente en el convertidor** y un **ajuste cuidadoso de los lazos de control**. Además, cuentan una **limitación estructural importante**, ya que recuerdan que un generador síncrono puede contribuir a una falta con corrientes del orden de **300–400% de su nominal** ¹⁸, mientras que los dispositivos basados en inversores suelen quedar limitados a **120–150%**, principalmente por **restricciones térmicas de los IGBT**¹⁹, lo que obliga a **sobredimensionar el equipo** si se pretende aproximar esa prestación.

A ello se suma que la operación en **redes débiles** o en **configuraciones complejas** sigue exigiendo cautela. En experiencias reales de despliegue a gran escala se ha acreditado operación estable con una **fortaleza eléctrica de la red muy reducida**, pero no en el **caso límite equivalente a una ausencia total de referencia externa**, y también se ha advertido de la necesidad de estudiar con detalle el impacto del paso a *grid-forming* sobre **faltas**.

¹⁶ Capacidad de un equipo para mantenerse conectado y estable durante una falta o perturbación de tensión, contribuyendo a la continuidad de la operación del sistema.

¹⁷ Energy Systems Integration Group, Grid-Forming Technology in Energy Systems Integration

¹⁸ NERC, Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems

¹⁹ *Insulated Gate Bipolar Transistor*. Es un semiconductor de potencia utilizado en convertidores e inversores eléctricos.

Además, el **grid-forming** no elimina por sí mismo los riesgos dinámicos del sistema. Los sistemas dominados por **convertidores con grid-forming** pueden sufrir **oscilaciones de baja frecuencia**²⁰ incluso en condiciones de red fuerte, y que esas inestabilidades están ligadas principalmente a las **ecuaciones de oscilación simulada** y a los **controles de tensión**. Además, cuando varios convertidores **con grid-forming** operan en paralelo con **impedancias pequeñas y similares**, pueden llegar a **oscilar entre sí tras una perturbación**.

La **inercia** es, por tanto, el servicio de red donde la diferencia entre ambas tecnologías sigue siendo **más estructural**. El **bombeo** conserva la ventaja de aportar **inercia síncrona real** y una **interacción física más robusta con el sistema**, sin quedar sujeto al mismo tipo de **limitaciones térmicas y de corriente** propias de los **semiconductores de potencia**.



Black start

Los **servicios de red** operan sobre un **sistema en funcionamiento**, corrigen desviaciones, compensan reactiva y estabilizan la frecuencia cuando el sistema está **vivo y conectado**. Pero existe un escenario en el que ninguno de esos mecanismos puede activarse porque el sistema sobre el que deberían actuar ha dejado de existir. Es el escenario del **colapso total o parcial de la red**, y el servicio que debe dar respuesta en esas condiciones es el **black start**. A diferencia de todos los servicios anteriores, su exigencia no reside en la **velocidad de respuesta** ni en la **precisión del control**, sino en la **capacidad de reconstruir el sistema desde cero**, sin **tensión de referencia**, sin **frecuencia estable** y sin los recursos que en condiciones normales sostienen la **operación del sistema**.

El **proceso de reposición** se articula en **fases sucesivas**. Las unidades con **capacidad de arranque autónomo** elevan tensión en un **segmento de red aislado** y forman una **isla energética estable**. Esa isla se expande progresivamente incorporando nuevas unidades de generación y nuevas cargas, en un proceso que exige **sincronización precisa de frecuencia y tensión** entre segmentos. Las islas se interconectan hasta restablecer la **operación normal del sistema**. Cada fase impone **requisitos técnicos y horizontes temporales distintos**. El **arranque inicial** puede completarse en **minutos**, pero la **reposición completa de un sistema de gran escala** puede requerir **horas o incluso días**. Esta **arquitectura por fases** es la que determina qué tecnologías pueden participar en el servicio y en qué condiciones, y constituye el **punto de partida para entender la posición comparativa de baterías y bombeo** en este contexto.

En España, el **P.O. 12.3** regula las condiciones de habilitación para participar en el servicio de reposición. Para obtener esa habilitación, una unidad debe acreditar capacidad de **arranque autónomo sin alimentación externa**, lo que implica disponer de sistemas de alimentación de emergencia propios para sus equipos auxiliares. Debe poder **mantener tensión y frecuencia estables** en el segmento de red que alimenta durante la formación de isla, dentro de los márgenes de tolerancia definidos por REE. Debe demostrar capacidad de **sincronización** con otras unidades e islas durante la expansión, lo que exige

²⁰ Zhao, F., Zhu, T., Li, Z. y Wang, X., "Low-Frequency Resonances in Grid-Forming Converters: Causes and Damping Control"

sistemas de control de velocidad y tensión capaces de ajustarse en tiempo real a las condiciones de una red en reconstrucción. Debe disponer de **energía suficiente** para sostener la operación durante el tiempo necesario para completar su fase de reposición sin depender de recargas externas. Debe poder responder ante **variaciones bruscas de carga** durante la conexión de nuevos consumos, que pueden provocar perturbaciones significativas de frecuencia y tensión en una isla de pequeño tamaño. Y debe cumplir los **protocolos de comunicación** con el operador del sistema, con canales redundantes de voz y datos operativos disponibles en todo momento. La habilitación se obtiene mediante pruebas de arranque autónomo, formación de isla y sincronización realizadas en coordinación con REE, y las unidades habilitadas reciben una retribución específica por disponibilidad, independientemente de si son llamadas a actuar, sujetas a pruebas periódicas de verificación.

En paralelo a ese marco operativo, el desarrollo regulatorio reciente del servicio de arranque autónomo se ha concretado en el **P.O. 7.6 Servicio de arranque autónomo**, tramitado por la **CNMC** a partir de la propuesta remitida por **REE**. Este nuevo desarrollo configura el **black start como un servicio de no frecuencia** con despliegue gradual en **dos fases**. En una **Fase 1**, la prestación del servicio se apoya en las instalaciones ya identificadas en los **Planes de Reposición**, descritas en la información sectorial reciente como **centrales hidroeléctricas**, y por tanto en recursos con **inercia** suficiente para las fases más exigentes del restablecimiento. En una **Fase 2**, el modelo prevé la **apertura a otros proveedores y tecnologías con capacidad de arranque autónomo**, lo que permitiría la **entrada progresiva de nuevas soluciones de almacenamiento** siempre que acrediten los requisitos técnicos y operativos exigidos para la reposición del sistema.

El requisito más restrictivo para las **baterías** es el de **disponibilidad de energía suficiente**. Una batería de **4 horas** puede cumplir técnicamente los requisitos de **arranque autónomo, formación de isla y soporte inicial de tensión y frecuencia**, pero no puede garantizar la **disponibilidad energética necesaria** para sostener su papel durante todo el proceso de reposición sin recarga externa. La diferencia entre cumplir los requisitos de la **primera fase** y poder **sostener el servicio durante todo el proceso** es precisamente lo que el **apagón peninsular del 28 de abril de 2025** evidenció

La **estrategia oficial de reposición** se basó en la creación de **islas energéticas** a partir de las **interconexiones con Francia y Marruecos** y de **centrales hidráulicas con capacidad de arranque autónomo**, entre las cuales se encontraban instalaciones de **bombeo**. El proceso requirió **varias horas de operación coordinada** entre el operador del sistema y las unidades habilitadas, con una secuencia de expansión de islas que avanzó de forma progresiva desde los puntos de arranque hasta la reconexión del sistema completo. Las baterías, con una **presencia todavía marginal en el sistema**, no registraron una **contribución apreciable al proceso de reposición**. Durante los días previos y posteriores al apagón, los sistemas de almacenamiento registraron variaciones significativas en su patrón de operación, con un **incremento de la actividad de turbinación del bombeo** en las horas de reposición y una **reducción del consumo de bombeo** durante el período de incertidumbre operativa.

El **Comité de investigación** señaló la conveniencia de **modernizar el procedimiento** para permitir la entrada de nuevas tecnologías con capacidad de arranque autónomo, reconociendo implícitamente que el marco actual parece estar orientado principalmente a recursos con mayor capacidad de sostenimiento, por

lo que la integración de activos de corta duración en las fases más exigentes del servicio requeriría una adaptación adicional. Esta orientación resulta coherente con la evolución regulatoria reciente, en la que el desarrollo del P.O. 7.6 apunta a una implantación inicial apoyada en recursos ya integrados en los planes de reposición, fundamentalmente hidráulicos, y a una apertura posterior a tecnologías adicionales capaces de prestar el servicio de arranque autónomo.

Unos meses antes, la **DANA de Valencia en noviembre de 2024** había ilustrado un escenario diferente. A pesar de los daños sobre **35 apoyos**, unos **20 km de circuitos** y una **subestación anegada**, la disponibilidad de la red de transporte se mantuvo gracias al alto grado de mallado y a medidas provisionales de emergencia, entre las que destacó el bombeo de **La Muela**. En este tipo de eventos, donde el sistema no colapsa, pero necesita reconfiguración urgente, la ventaja del bombeo reside en su capacidad de **sostener la operación durante varias horas** mientras se completan las reparaciones físicas de la infraestructura dañada. Juntos, los dos episodios españoles dibujan con precisión los **límites actuales del sistema de reposición** y el espacio que las nuevas tecnologías necesitan ocupar para complementarlo de forma efectiva.

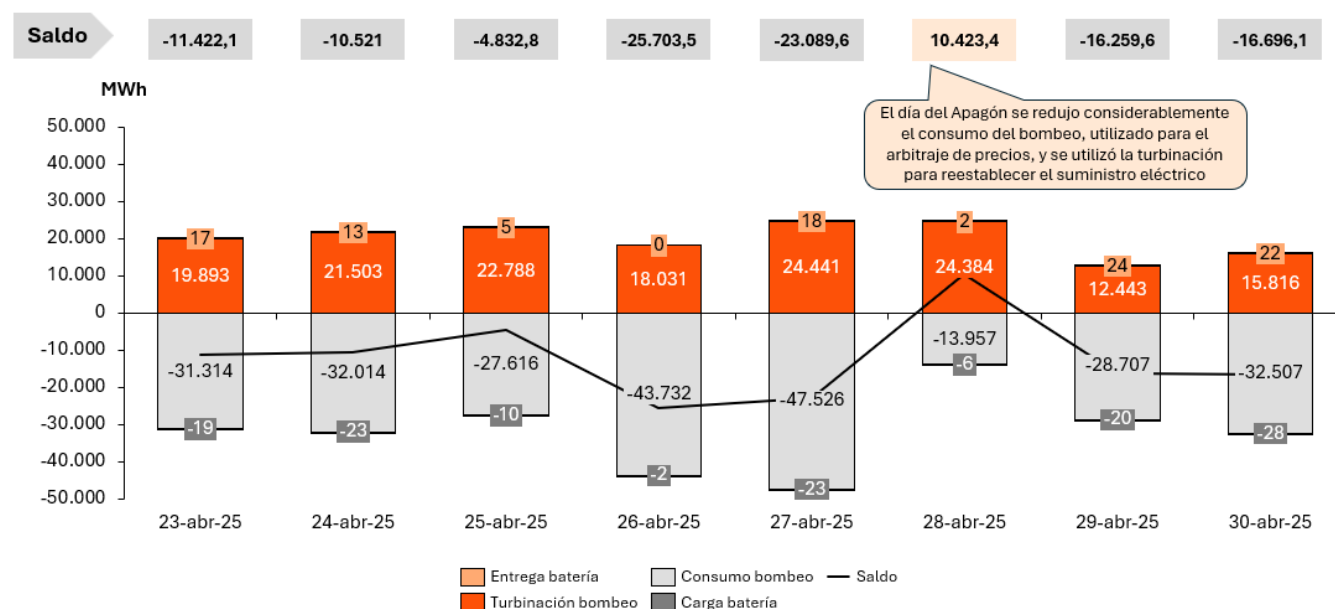


Ilustración 49 Energía consumida y generada por el almacenamiento los días previos y posteriores al apagón
Fuente: Red Eléctrica de España

En el **Reino Unido**, *National Grid* ha reconocido formalmente que los **sistemas de baterías con capacidades grid-forming** pueden apoyar el servicio de **black start** e incluye **requisitos específicos para esta tecnología** en su marco regulatorio. Un **elemento técnico clave** reside en el modo **grid-forming**, ya que un inversor que opera en este modo puede **eleva tensión de forma autónoma en un segmento de red sin necesidad de una referencia externa**, lo que lo convierte en un **candidato técnicamente válido para las fases iniciales del arranque**. Sin embargo, el **condicionante energético** persiste también en el sistema británico. *National Grid* exige que las **unidades habilitadas** puedan **sostener su operación durante varias horas en modo isla** antes de poder sincronizarse con otras unidades, un requisito que las **baterías de 4 horas** solo pueden cumplir de forma parcial y que las **baterías de 6 a 8 horas** amplían, pero no eliminan completamente en **eventos de gran escala**. El sistema británico sigue apoyándose principalmente en **bombeo y en los grupos de gas para las fases más exigentes de reposición**, mientras las **baterías se incorporan de forma progresiva en las fases iniciales**.

Los casos de **Reino Unido, Alemania y California** muestran un **patrón consistente** de que las **baterías** pueden acompañar en las fases iniciales del **black start**, pero **no por sí solas**, ya que el **bombeo** y los **grupos térmicos** continúan siendo los activos que aportan la **inercia** y la **robustez** necesarias para sostener la **reposición a escala sistémica**.

El caso más citado de **validación experimental de esta complementariedad** es el de la empresa alemana **WEMAG**, que en **2017** demostró con éxito la **reconstrucción de una red aislada** tras un *blackout* simulado mediante una **batería de 5 MW** en combinación con una **turbina de gas**. La batería actuó como **unidad de arranque**, ya que **elevó tensión en la red aislada**, proporcionó la **referencia de frecuencia necesaria para sincronizar la turbina de gas** y sostuvo la operación durante el tiempo necesario para que la turbina alcanzara su **régimen nominal**. Una vez la turbina estaba operativa, la batería pasó a un **rol de soporte de frecuencia y tensión**. La prueba no demostró la **capacidad de sostener el proceso de reposición sin el apoyo de la turbina de gas**. La batería fue **partícipe en el arranque**, pero **no suficiente para la reposición completa**. Esa distinción define con precisión el **papel potencial de las baterías en este tipo de eventos**, en el que actúan como **catalizador y soporte inicial**, pero no como **sustituto de tecnologías con mayor reserva energética**.

En **California**, la batería de **Moss Landing**, con una **capacidad instalada superior a 750 MW y 3.000 MWh**, confirma este **mismo patrón a mayor escala**. Fue diseñada parcialmente para **prestar servicios de arranque a las turbinas de gas del complejo** y actuar como **catalizador del restablecimiento** en situaciones de **fallo de red local**, al proporcionar la **tensión y la frecuencia de referencia necesarias** para arrancar **unidades con mayor capacidad energética**, pero **sin sustituirlas**.

El incendio de agosto de 2021 en la instalación de **Moss Landing** puso de relieve una **limitación operativa específica de las baterías de litio** en este tipo de situaciones. El episodio evidenció su dependencia de **sistemas de refrigeración y gestión térmica** que requieren alimentación eléctrica para operar. En condiciones de **red muerta**, esos sistemas auxiliares deben alimentarse desde la propia batería, lo que reduce la **energía disponible para la reposición** y añade un **condicionante operativo relevante** en las fases prolongadas del restablecimiento. En una tecnología como el **bombeo**, esta vulnerabilidad sería mucho menos acusada, ya que su **mayor reserva energética** y su capacidad de aportar **inercia síncrona** le otorgan un perfil más robusto para sostener procesos de reposición de mayor duración.

El **bombeo** presenta el **perfil inverso**. Su **arranque desde parada total** requiere entre **65 y 120 segundos**, pero una vez en operación puede **sostener su aportación durante 20 horas sin recarga externa**, aporta **inercia síncrona real** que estabiliza la frecuencia durante el **proceso de expansión de la isla** y puede **gestionar variaciones bruscas de carga con mayor robustez** que un convertidor de potencia en las **condiciones de incertidumbre propias de una reposición**.

Los casos de WEMAG y Moss Landing sugieren que las baterías **pueden apoyar determinadas fases del black start**, especialmente en tareas iniciales de arranque o de soporte transitorio de frecuencia y tensión. No obstante, esa posible contribución no altera el hecho de que, en procesos de reposición de cierta escala, siga siendo **necesaria la participación de tecnologías con máquina síncrona**. Activos como el **bombeo** o los **grupos térmicos** continúan siendo esenciales por su capacidad para aportar **inercia real**, **capacidad de cortocircuito** y una **reserva energética suficiente** para sostener la formación y expansión de islas durante periodos prolongados. La complementariedad entre baterías y tecnologías síncronas puede tener cierto valor operativo, pero **no sustituye el papel estructural** de estas últimas en la reposición del sistema.

Esa complementariedad no está todavía incorporada de forma explícita en el procedimiento de reposición español. En este sentido, la recomendación del comité de investigación del apagón de abril de 2025 de modernizar ese procedimiento podría constituir una de las reformas regulatorias más relevantes para reconocer el papel potencial del almacenamiento en España, siempre **como apoyo complementario** y no como alternativa a los recursos síncronos que siguen siendo **imprescindibles en el black start**.

En conclusión, el bombeo presenta una posición más robusta que las baterías en los servicios que exigen duración, firmeza, control síncrono de tensión, aportación real de inercia y capacidad de reposición del sistema, mientras que las baterías aportan valor principalmente en respuestas rápidas y de corta duración, condicionadas por su estado de carga y por las limitaciones técnicas de sus inversores

El bombeo y las baterías no prestan el mismo tipo de valor al sistema eléctrico, ya que su contribución depende del servicio considerado, del horizonte temporal de respuesta y de la capacidad de sostener la prestación durante el tiempo requerido por el operador. Las baterías presentan una capacidad de respuesta rápida, precisión en el seguimiento de consignas y flexibilidad bidireccional, lo que las convierte en activos útiles para corregir desvíos de corto plazo y aportar modulación en escalas temporales reducidas. Sin embargo, su aportación está estructuralmente condicionada por el estado de carga, que determina en cada momento la energía disponible para seguir prestando el servicio y limita su capacidad de respuesta cuando las activaciones se prolongan o se suceden de forma continuada.

Esta restricción resulta especialmente relevante en los servicios de balance, y en particular en la regulación secundaria y terciaria. En regulación secundaria, las baterías pueden seguir señales de consigna con rapidez, pero cada activación modifica su margen operativo para regular al alza o a la baja, obligando a una gestión permanente del estado de carga. En regulación terciaria, esta limitación adquiere todavía más importancia, porque el servicio exige movilizar potencia en un plazo determinado y sostenerla durante periodos que pueden extenderse durante varias horas. En ese contexto, el bombeo ofrece una mayor solidez operativa, al disponer de una reserva energética más amplia, menor sensibilidad al agotamiento energético y mayor capacidad para mantener una respuesta estable y prolongada. Por ello, cuando el sistema requiere no solo flexibilidad, sino también continuidad y firmeza, el bombeo presenta una ventaja diferencial frente a las baterías.

En los servicios de red, la diferencia entre ambas tecnologías es todavía más estructural, porque el objetivo no es desplazar energía en el tiempo, sino preservar las condiciones físicas que permiten una operación segura del sistema. En el control de tensión, el bombeo aporta potencia reactiva a través de su máquina síncrona, mediante el ajuste de la excitación del rotor, lo que le permite generar o absorber reactiva de forma continua mientras permanece acoplado a la red. Las baterías, en cambio, prestan este servicio a través de inversores de potencia. Aunque estos equipos pueden responder con rapidez, su capacidad queda limitada por el dimensionamiento del inversor, por sus márgenes de corriente y por la posible simultaneidad con la gestión de potencia activa. En consecuencia, la batería puede contribuir al control de tensión, pero su prestación no tiene la misma naturaleza física ni la misma robustez que la de una máquina síncrona.

La aportación de inercia refuerza esta diferencia. El bombeo, cuando opera sincronizado con la red, aporta inercia síncrona real de forma física e instantánea, ya que su masa rotante está directamente acoplada a la frecuencia del sistema y contribuye a amortiguar las perturbaciones antes de que actúen los sistemas de control. Las baterías no aportan inercia síncrona de forma intrínseca. Los inversores *grid-forming* pueden

emular determinadas prestaciones asociadas al soporte de frecuencia y a la respuesta inercial, pero esa contribución depende del diseño de los controles, del margen disponible del convertidor, de la energía almacenada y de una parametrización adecuada en función de las condiciones de red. Por tanto, estas soluciones pueden reforzar la estabilidad del sistema y reducir parcialmente la necesidad de apoyo síncrono, pero no constituyen una sustitución plena y homogénea de la inercia real que aportan las máquinas síncronas.

La misma lógica se observa en el servicio de *black start*. Las baterías con capacidades *grid-forming* pueden desempeñar un papel relevante en fases iniciales del arranque autónomo, elevando tensión en un segmento de red aislado y proporcionando una referencia de frecuencia que permita iniciar la reposición o facilitar el arranque de otros recursos. No obstante, su contribución sigue condicionada por la energía disponible, por la duración del proceso y por la necesidad de alimentar sus propios sistemas auxiliares en condiciones de red muerta. El bombeo, aunque no ofrece un arranque instantáneo desde parada total, presenta una ventaja clara una vez operativo: puede sostener su aportación durante muchas horas, aportar inercia síncrona real, estabilizar la frecuencia durante la formación y expansión de islas y responder con mayor robustez ante variaciones bruscas de carga. Por ello, en procesos de reposición prolongados o de gran escala, el bombeo mantiene un papel central que las baterías pueden complementar, pero no sustituir por completo.

En definitiva, la comparación entre bombeo y baterías debe entenderse desde una lógica de complementariedad, no de equivalencia. Las baterías aportan rapidez, precisión y flexibilidad de corto plazo, mientras que el bombeo es la tecnología de almacenamiento con mayor capacidad para prestar servicios que requieren duración, firmeza, estabilidad dinámica y resiliencia operativa. Esta diferencia debe reflejarse en el diseño regulatorio y retributivo de los servicios de ajuste, los servicios de red y el arranque autónomo. Un marco eficiente no debería remunerar únicamente la potencia disponible, sino también atributos como la energía sostenida, la capacidad de mantener la prestación, la aportación de inercia, el control de tensión, la disponibilidad en condiciones de emergencia y la capacidad de reposición del sistema. Solo así las señales económicas podrán orientar la inversión hacia los activos que aportan mayor valor sistémico en cada función y garantizar que el despliegue del almacenamiento refuerza, de forma efectiva, la seguridad, la flexibilidad y la estabilidad del sistema eléctrico español

