

Retos del sistema eléctrico en el horizonte 2035

EY | Energy Consulting
Julio 2026



The better the question. The better the answer.
The better the world works.



Shape the future
with confidence

1. Seguridad del suministro en un sistema con más renovables

En los últimos años el sistema eléctrico español ha vivido una transformación asimétrica. La potencia fotovoltaica y eólica instalada se ha triplicado desde 2019, pasando de 34,5 GW en 2019 a 83,5 GW en 2025, y se encamina al cumplimiento del objetivo del PNIEC para 2030 de una participación renovable del 81% del mix de generación. En contraste, el almacenamiento está aún lejos del objetivo de 22,5 GW establecido para 2030 y la demanda eléctrica **no avanza lo suficiente, fundamentalmente por la falta de acceso a la red, generándose vertidos y distorsiones en los precios del mercado.**

En el caso concreto del **almacenamiento, el bombeo se ha mantenido prácticamente congelado en torno a los 5,5 GW**, mientras que las baterías han solicitado permisos por un monto muy por encima del objetivo previsto, como se observa en la ilustración 2, lo que podría explicarse por el hecho de que las baterías están recibiendo ayudas muy por encima del almacenamiento hidráulico por bombeo, como se verá posteriormente.

El fuerte crecimiento renovable hace, por tanto, **imprescindible el almacenamiento, pero de forma equilibrada entre el estacional y el de corta duración, con el fin de preservar la seguridad de suministro y aprovechar los beneficios de dicho equilibrio en materia de reducción de vertidos y disminución de emisiones e importaciones de gas.** Las baterías aportan flexibilidad rápida y serán necesarias, pero su contribución a la garantía de suministro depende de la duración, el estado de carga, la operación previa y la degradación: una batería puede no llegar plenamente cargada a las horas críticas, lo que limita su aportación de firmeza. Este matiz, potencia nominal frente a firmeza efectiva, es el que debe guiar el diseño del sistema en el horizonte 2035.

Evolución de la potencia instalada eólica y fotovoltaica (GW)

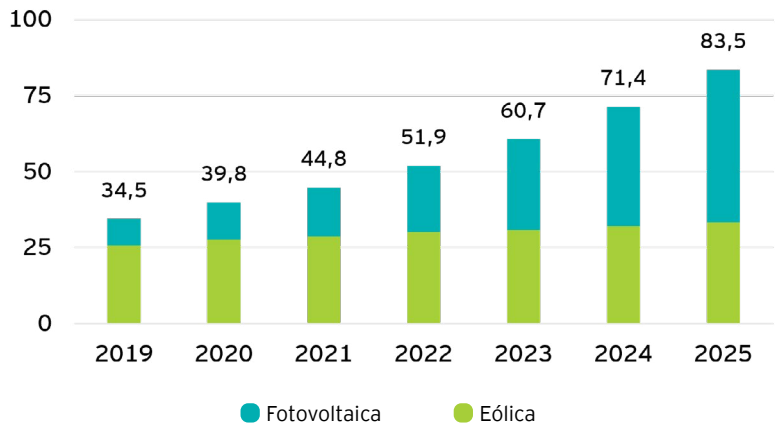


Ilustración 1. Evolución de la potencia instalada de generación eólica y solar fotovoltaica¹.

Potencia instalada de almacenamiento (GW)

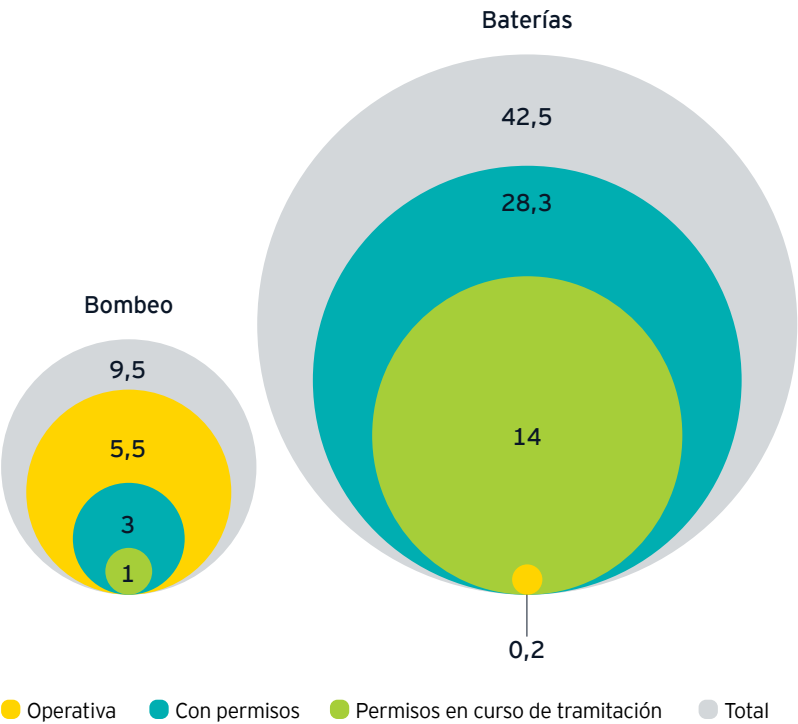


Ilustración 2. Potencia instalada de módulos de almacenamiento de bombeo y baterías, por estado de tramitación².

“El fuerte crecimiento renovable hace ... imprescindible el almacenamiento, pero de forma equilibrada entre el estacional y el de corta duración, con el fin de preservar la seguridad de suministro y aprovechar los beneficios de dicho equilibrio en materia de reducción de vertidos y disminución de emisiones e importaciones de gas”

En este contexto, **preservar la capacidad firme actual resulta prioritario. Los ciclos combinados seguirán cumpliendo una función de respaldo insustituible mientras no exista una alternativa equivalente de firmeza prolongada y flexibilidad, por lo que conviene sostener su viabilidad a través de los mercados de capacidad** en lugar de acelerar su salida con señales de corto plazo. **En el caso del parque nuclear, el reciente informe favorable del CSN a la prórroga de Almaraz hasta 2030 abre la puerta a mantener la firmeza nuclear existente a corto plazo.** Almaraz, que aporta en torno al 7% de la demanda eléctrica nacional, ilustra el valor de una capacidad firme, competitiva, libre de emisiones y con elevada disponibilidad.

Todo ello debe ir acompañado, además, con el crecimiento de la demanda, impulsado en gran medida por la electrificación de los procesos industriales de consumo de calor de baja temperatura, la electrificación del transporte y el sector residencial y los nuevos vectores de demanda (puertos, hidrógeno verde, centros de datos, etc). La seguridad de suministro no puede convertirse en una limitación al crecimiento; un sistema incapaz de garantizar un suministro firme y estable situaría a España en desventaja competitiva frente a su entorno, justo cuando la electrificación exige mayor fiabilidad.

Los ciclos combinados y el parque nuclear seguirán desempeñando un papel clave mientras no existan alternativas equivalentes de firmeza prolongada

1 Fuentes: Datos sobre potencia instalada de generación facilitados por REE a través de su web a 22/07/2026.
2 Fuentes: Datos sobre el estado de las solicitudes de acceso y conexión facilitados por REE a través de su web a 22/07/2026

Ahora bien, **el equilibrio entre generación y demanda no se resuelve únicamente con nueva generación y almacenamiento. Requiere también que la red de transporte y distribución evolucione al mismo ritmo y se digitalice para absorber la nueva capacidad renovable, conectar la demanda electrificada y sostener la operación de un sistema cada vez más disperso y no síncrono.** En esta dirección resulta especialmente positivo el avance del proyecto de real decreto sobre planes de inversión en redes, que supone la revisión de los límites de inversión que se establecieron en 2013, ya que el marco actual se ha mostrado insuficiente para acompañar el ritmo de electrificación. La propuesta contempla elevar de forma sostenida el volumen anual de inversión con derecho a retribución durante el periodo 2026-2030 y orientar ese esfuerzo hacia la descarbonización, la anticipación de infraestructuras, el refuerzo de la seguridad de suministro y la modernización y digitalización de la red. Su materialización efectiva resulta prioritaria para que puedan acometerse en plazo las inversiones necesarias para acompañar la transición³. Por lo tanto, se puede concluir que, sin un refuerzo paralelo de la infraestructura respaldado por la normativa, la potencia instalada no se traduce en energía útil ni la demanda puede conectarse con las garantías que el sistema requiere.

“El equilibrio entre generación y demanda no se resuelve únicamente con nueva generación y almacenamiento. Requiere también que la red de transporte y distribución evolucione al mismo ritmo y se digitalice para absorber la nueva capacidad renovable, conectar la demanda electrificada y sostener la operación de un sistema cada vez más disperso y no síncrono”

³ Fuentes: Audiencia e información pública del proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

2. El equilibrio en el mix de almacenamiento y la importancia del correcto diseño del mercado de capacidad

Como se señalaba anteriormente, el PNIEC fija a 2030 un objetivo de almacenamiento de 22,5 GW, repartido entre 10 GW estacionales, cubiertos de forma natural por el bombeo, y 12,5 GW de almacenamiento de corta duración, más asociable a baterías. La foto actual, sin embargo, se aleja de ese equilibrio: el bombeo mantiene 5,5 GW instalados y 3 GW con permisos de acceso, mientras que las baterías, con solo 220 MW en servicio, acumulan ya más de 28,3 GW con acceso a red concedido.

Este interés por el desarrollo de baterías tiene su origen en una señal de inversión muy potente hacia las mismas, sustentada por la combinación de ayudas públicas y una mayor simplificación administrativa. En el ámbito de las ayudas, los datos del período 2020-2026 evidencian una asimetría muy marcada entre tecnologías, tanto en volumen agregado como en intensidad unitaria⁴:

- A nivel de importe asignado, se observa que las baterías tienen asignados 965 M€ distribuidos en 179 proyectos, frente a los 355 M€ del bombeo distribuidos en 14 proyectos, por lo que las primeras han captado aproximadamente 3 veces el volumen agregado del bombeo.
- En cuanto a la ayuda media por potencia instalada, las baterías han recibido 270 €/kW sobre 3.600 MW subvencionados frente a los 79 €/kW del bombeo sobre 4.500 MW subvencionados, suponiendo esto más de 3 veces más ayuda por kW instalado en baterías.
- En términos de ayudas sobre el CAPEX⁵, las baterías cuentan con una intensidad efectiva del 45-50 % del CAPEX frente al 7-8% del bombeo (6 veces superior), derivada del tope absoluto de 50 M€ por proyecto aplicado sobre CAPEX unitarios.
- En términos de ayuda media por energía almacenable, las baterías reciben 78 €/kWh sobre 12.400 MWh de capacidad frente a los 7 €/kWh del bombeo sobre 51.300 MWh de capacidad, suponiendo esto más de 11 veces más ayuda por kWh almacenable en baterías.

El desarrollo de baterías tiene su origen en una señal de inversión muy potente hacia las mismas, sustentada por la combinación de ayudas públicas y una mayor simplificación administrativa; a diferencia del bombeo

⁴ Fuentes: FEDER 21- 27; BORALMAC 1; INTALMAC 1; HIALMAC; BORALMAC 2.

⁵ Notas: Para la estimación de la intensidad de la ayuda sobre el CAPEX, se ha considerado un coste de inversión de 1.000-1.200 €/kW para los bombeos brownfield y de 550-600 €/kW para las baterías.

Teniendo en cuenta que la CE exige interiorizar las ayudas recibidas en las ofertas de los mercados de capacidad⁶, y considerando la importancia de este mercado para proporcionar señales de viabilidad de las instalaciones a medio plazo, resulta necesario revisar en qué medida el mayor volumen de ayudas recibido por parte de las baterías podría afectar sobre las subastas de capacidad si no se tienen en cuenta adecuadamente las ayudas al ordenar las ofertas.

Adicionalmente, resulta esencial para asegurar la neutralidad tecnológica que los factores de firmeza o ‘derating’⁷ se calculen de forma correcta, reconociendo a cada tecnología lo que realmente aporta al sistema en términos de firmeza. La experiencia internacional evidencia el reflejo de la aportación de cada tecnología, con valores para el bombeo situándose entre el 69 % y el 96 % (92 % en Reino Unido, 69 % en Irlanda, 96 % en Polonia) y las baterías entre el 12 y el 44% (44 % en Reino Unido, 26 % en Irlanda y solo 12 % en Polonia).

Además, los factores de derating no deberían fijarse como parámetros estáticos, sino que deberían ajustarse dinámicamente al mix del sistema. En el hipotético caso en que, por un diseño no riguroso del mecanismo, la entrada de baterías llegase a desplazar ciclos combinados (que no cubriesen sus necesidades de viabilidad por no casar en el mercado y por tanto decidiesen cerrar), se produciría un cambio de las necesidades de firmeza del sistema, prolongándose hacia periodos más largos, lo que implicaría una reducción del coeficiente de firmeza de las baterías de corta duración. Precisamente por ello, la cuestión no radicaría únicamente en alcanzar un determinado volumen de almacenamiento, sino también en asegurar que su composición permitiese cubrir adecuadamente las necesidades de firmeza del sistema a medida que aumentase la penetración de baterías y se redujese el parque de los ciclos.

El riesgo de sostener esa trayectoria es económico y sistémico: puede acumularse mucha potencia nominal, pero no la capacidad firme necesaria para cubrir los episodios prolongados de baja producción renovable. Las baterías, con 2 a 4 horas de descarga, dependen de la propia generación solar y eólica para recargarse, de modo que en episodios largos de baja producción pueden llegar a las horas críticas sin energía suficiente. Por ello, los mercados de capacidad deben contribuir a preservar la firmeza existente del sistema mientras se desarrollan soluciones de almacenamiento de larga duración. Esto incluye mantener la aportación de tecnologías gestionables como los ciclos combinados, cuyo papel sigue siendo esencial para garantizar la seguridad de suministro en la transición hacia un sistema más renovable. El bombeo en este contexto es la tecnología capaz de sostener el sistema precisamente en esos periodos que las baterías no alcanzan a cubrir.

Resulta esencial el correcto diseño del mecanismo de capacidad, de manera que no se desplace la potencia firme existente

Esta división de funciones se aprecia con claridad en el reparto de entrega de ambas tecnologías a lo largo de un día tipo. Las baterías aportan energía de forma fluctuante, acompañando las variaciones de la demanda y concentrando su mayor contribución en la punta de la tarde-noche. El bombeo, en cambio, concentra su entrega en bloques sostenidos durante las horas nocturnas de baja generación renovable y en el apoyo prolongado de la punta de la noche, cuando la demanda se mantiene elevada varias horas consecutivas, además de su componente estacional.

⁶ Fuentes: [State Aid SA.112483 \(2025/N\) - Spain. Spanish Capacity Mechanism; C\(2026\) 3754 final \(29 de mayo 2026\)](#).
⁷ Notas: El factor de derating traduce la potencia instalada de cada tecnología en la capacidad firme que realmente puede aportar al sistema para garantizar la seguridad de suministro.

Perfil horario de entrega de baterías y bombeo sobre la demanda media 2025

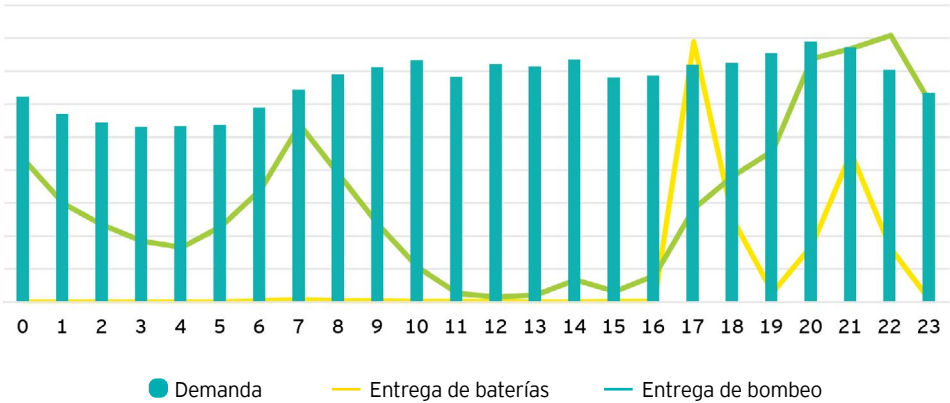


Ilustración 3. Complementariedad de baterías y bombeo en la operación diaria del sistema⁸.

En este contexto, **mantener el bombeo estancado en su potencia actual y cubrir todo el déficit de almacenamiento identificado en el PNIEC exclusivamente con baterías limitaría de forma significativa los beneficios que un mix equilibrado permitiría capturar**. En concreto, **la incorporación de 4 GW adicionales de bombeo permitiría evitar un 60% adicional de vertidos renovables, reducir un 59% las emisiones y un 59% el consumo de gas natural (independencia energética)**⁹, además de una capacidad firme sensiblemente superior en las horas críticas. La cuestión de fondo, por tanto, no es elegir entre tecnologías, sino combinarlas en la proporción que el sistema realmente necesita.

En definitiva, **el sistema requiere ambas tecnologías, pero desplegadas de forma equilibrada**. Las baterías seguirán siendo imprescindibles para la flexibilidad rápida y la gestión de picos cortos, mientras que el bombeo debería aportar la duración, la firmeza y la reserva energética necesarias para sostener eventos prolongados. Sin un impulso adecuado para el bombeo, el objetivo de 10 GW de almacenamiento estacional previsto por el PNIEC para 2030 corre el riesgo de no alcanzarse, con los consiguientes efectos negativos sobre la seguridad de suministro e independencia energética.

Mantener el bombeo estancado en su potencia actual limitaría de forma significativa los beneficios que un mix equilibrado tendría para la seguridad del suministro y la economía

⁸ Fuentes: [Datos facilitados por REE a través de la plataforma ESIOS a 22/07/2026](#).
⁹ Fuentes: [Estudio de EY sobre el Impacto del bombeo sobre el sistema eléctrico, presentado en mayo de 2026](#).

3. Made in Europe: autonomía estratégica y empleo local

Más allá de sus ventajas técnicas y económicas, el bombeo aporta una dimensión estratégica que no debe pasarse por alto: es una tecnología “Made in Europe”. La cadena de valor hidroeléctrica europea superó los 130.000 millones de euros en 2022 y, en el caso concreto de los proyectos de bombeo desarrollados en España, en torno al 85% de los suministros procede de proveedores europeos, con un tejido industrial consolidado y un know-how end-to-end en una tecnología ya madura.

En contraste, solo el 9% de los fabricantes Tier 1 de sistemas de almacenamiento con baterías son europeos, según el listado de Bloomberg New Energy Finance, lo que deja el 91% restante en manos de fabricantes fundamentalmente asiáticos y **expone al despliegue masivo de baterías a los mismos riesgos de dependencia estratégica exterior que la Unión Europea ha identificado como críticos en la Net Zero Industry Act**. Esta preocupación se ha traducido ya en decisiones concretas. La Comisión Europea ha decidido recientemente restringir el acceso a financiación de la UE, incluyendo instrumentos del European Investment Bank y del European Investment Fund, para proyectos solares, eólicos y de almacenamiento energético que utilicen inversores procedentes de países considerados de alto riesgo, concretamente China, Rusia, Irán y Corea del Norte, alegando riesgos de ciberseguridad.

Reforzar el bombeo, por tanto, no es solo una decisión técnica de mix de almacenamiento, sino también una apuesta por la autonomía estratégica europea y por el desarrollo industrial y social del territorio. Un despliegue apoyado exclusivamente en baterías consolidaría la dependencia de proveedores extracomunitarios en un componente crítico del sistema eléctrico, mientras que **un mix equilibrado con bombeo permitirá anclar en Europa una parte sustancial de la cadena de valor del almacenamiento, alineándose con los objetivos de soberanía industrial y seguridad de suministro marcados por la agenda energética de la UE**.

El despliegue masivo de baterías se expone a los mismos riesgos de dependencia estratégica exterior que la Unión Europea ha identificado como críticos en la Net Zero Industry Act

4. Conclusiones

En definitiva, de cara al horizonte 2035, el sistema eléctrico deberá abordar simultáneamente varios retos para garantizar la seguridad de suministro, promover la descarbonización de los diferentes sectores y reforzar la competitividad:

- **Seguir apostando por el desarrollo de la demanda eléctrica**, acompañado por las inversiones en redes necesarias para integrar el crecimiento de esta; consolidando la senda ya iniciada por los RDL 7/2026 y RDL 18/2026.
- **Preservar la firmeza del sistema mediante la consideración de una posible extensión de Almaraz y la próxima aprobación del mercado de capacidad, diseñándolo adecuadamente** con el fin de mantener la contribución de tecnologías firmes existentes, como los ciclos combinados, hasta que puedan sustituirse paulatinamente por nuevas tecnologías.
- Aprobación de nuevas medidas que **faciliten el despliegue del almacenamiento de larga duración** requerido por el sistema, especialmente en el ámbito de las concesiones y la fiscalidad, relevantes como complemento de las iniciativas aprobadas en los últimos meses.
- Favorecer la **transición energética minimizando la aparición de nuevas dependencias estratégicas externas** y reforzando la autonomía industrial europea.

EY está construyendo un mundo laboral mejor al crear nuevo valor para los clientes, las personas, la sociedad y el planeta, mientras genera confianza en los mercados de capitales.

Impulsados por datos, IA y tecnología avanzada, los equipos de EY ayudan a los clientes a dar forma al futuro con confianza y a desarrollar respuestas para los problemas más apremiantes de hoy y mañana.

Los equipos de EY trabajan en un espectro completo de servicios en aseguramiento, consultoría, impuestos, estrategia y transacciones. Impulsados por conocimientos sectoriales, una red globalmente conectada, multidisciplinaria y socios de ecosistemas diversos, los equipos de EY pueden proporcionar servicios en más de 150 países y territorios.

Todo para dar forma al futuro con confianza.

EY se refiere a la organización global y puede referirse a una o más de las firmas miembro de Ernst & Young Global Limited, cada una de las cuales es una entidad legal separada. Ernst & Young Global Limited, una empresa del Reino Unido limitada por garantía, no presta servicios a clientes. La información sobre cómo EY recopila y utiliza datos personales y una descripción de los derechos que tienen las personas bajo la legislación de protección de datos están disponibles en ey.com/privacy. Las firmas miembro de EY no practican la abogacía donde las leyes locales lo prohíben. Para obtener más información sobre nuestra organización, por favor visite ey.com.

© 2026 Ernst & Young, S.L.
Todos los derechos reservados.

ED None

ey.com



Marta Sánchez

Partner

Marta.Sanchez.Alvarez@es.ey.com

+34 600 923 997



Antonio Hernández

Partner

Antonio.Hernandez.garcia@es.ey.com

+34 696 419 265