

Países Bajos y Bélgica: dos lecciones clave para la economía europea del almacenamiento en baterías

- El mercado europeo de almacenamiento energético en baterías a gran escala ha dejado de depender de unos pocos países pioneros y se encuentra en una fase de expansión acelerada.



Países Bajos y Bélgica: dos lecciones clave para la economía europea del almacenamiento en baterías

<https://elperiodicodelaenergia.com/paises-bajos-y-belgica-dos-lecciones-clave-para-la-economia-europea-del-...>

José A. Roca

Miércoles, 17 junio 2026

El mercado europeo de almacenamiento energético en baterías a gran escala ha dejado de depender de unos pocos países pioneros y se encuentra en una fase de expansión acelerada

El mercado europeo de almacenamiento energético a gran escala mediante baterías (BESS) ha dejado de depender de unos pocos países pioneros y se encuentra en una fase de expansión acelerada. En este contexto, la rentabilidad real de los proyectos se ha convertido en un factor decisivo para orientar inversiones que mueven miles de millones de euros. Por ello, contar con referencias independientes sobre los ingresos obtenidos por las baterías en distintos mercados y condiciones operativas resulta cada vez más importante para validar modelos financieros y reducir incertidumbres.

Los casos de Países Bajos y Bélgica ilustran bien cómo dos mercados vecinos, similares en tamaño y geografía, pueden ofrecer realidades muy distintas para los inversores. Aunque ambos afrontan la misma transformación estructural del sistema eléctrico europeo, sus marcos regulatorios y económicos generan resultados diferentes, según **Wood Mackenzie**.

La principal conclusión es que la era en la que los sistemas de baterías dependían fundamentalmente de los ingresos procedentes de servicios auxiliares de red está llegando a su fin. Mercados como los de reserva de frecuencia (FCR) y reserva automática de restauración de

frecuencia (aFRR) han registrado una fuerte caída de ingresos. La razón es sencilla: a medida que aumenta la capacidad instalada de baterías, crece la competencia por estos servicios, los precios bajan y las fuentes de ingresos se desplazan hacia otras actividades.

Arbitraje energético

Entre ellas destaca el arbitraje energético, es decir, comprar electricidad cuando los precios son bajos y venderla cuando son altos. Tanto en Bélgica como en Países Bajos esta actividad se perfila como la principal fuente de ingresos durante la vida útil de los proyectos y su importancia seguirá creciendo durante la próxima década.

A pesar de esta convergencia, ambos países parten de situaciones diferentes. Bélgica afronta la transición desde una posición relativamente favorable. Su mercado de capacidad, ya consolidado, aporta una capa adicional de ingresos que complementa los obtenidos en el mercado eléctrico. Además, los proyectos conectados a la red de transporte disfrutan actualmente de una exención de diez años en determinadas tarifas de acceso, un incentivo que mejora significativamente la rentabilidad.

Gracias a estos factores, Bélgica figura entre los mercados más atractivos de Europa para invertir en almacenamiento energético a gran escala. Incluso bajo escenarios de estrés financiero, los retornos siguen siendo sólidos. Sin embargo, el principal riesgo es regulatorio: existe la posibilidad de que las exenciones tarifarias desaparezcan en el futuro, lo que convierte el momento de la inversión en una decisión estratégica para los desarrolladores.

La situación neerlandesa es más compleja. Los fundamentos del mercado son muy sólidos: elevada penetración de energías renovables variables, congestión persistente de la red y una volatilidad creciente de los precios eléctricos. Todos estos elementos apuntan a una necesidad cada vez mayor de activos flexibles como las baterías.

No obstante, el potencial se ve limitado por los elevados costes de conexión a la red, uno de los principales componentes de gasto de los proyectos. Según distintos escenarios analizados, esta carga puede reducir entre cinco y diez puntos porcentuales la tasa interna de retorno respecto a proyectos equivalentes en Alemania. Como resultado, inversiones que podrían resultar muy atractivas pasan a situarse en una zona de rentabilidad ajustada.

Modalidades de conexión más flexibles

Las recientes reformas regulatorias han introducido modalidades de conexión más flexibles y están surgiendo nuevas oportunidades vinculadas a la gestión de congestiones, pero el margen de error sigue siendo reducido. En ambos países, las baterías con una duración de cuatro horas aparecen como la configuración con mejor desempeño económico.

Para evaluar estas oportunidades, los analistas subrayan que las previsiones fiables deben integrar múltiples variables. No basta con sumar posibles fuentes de ingresos. Es necesario incorporar la evolución de los costes de las baterías, las materias primas, los mercados eléctricos, los servicios

auxiliares y los mecanismos de capacidad, además de factores técnicos como degradación, eficiencia, disponibilidad y límites de ciclos.

Según los expertos, muchos modelos del mercado tienden a sobreestimar ingresos porque consideran cada fuente de manera aislada y sin reflejar las restricciones operativas reales. Una batería no puede maximizar simultáneamente todos los mercados disponibles y debe equilibrar los beneficios a corto plazo con la preservación de su rendimiento a largo plazo.

Ante esta complejidad, las herramientas de simulación financiera cobran protagonismo. Los nuevos modelos interactivos permiten analizar distintos escenarios de inversión teniendo en cuenta variables como duración de almacenamiento, estrategias de operación, costes de capital, tarifas de red o participación en mercados de capacidad. En un sector donde pequeños cambios regulatorios o técnicos pueden alterar significativamente la rentabilidad, este enfoque se está convirtiendo en un elemento esencial para la toma de decisiones.