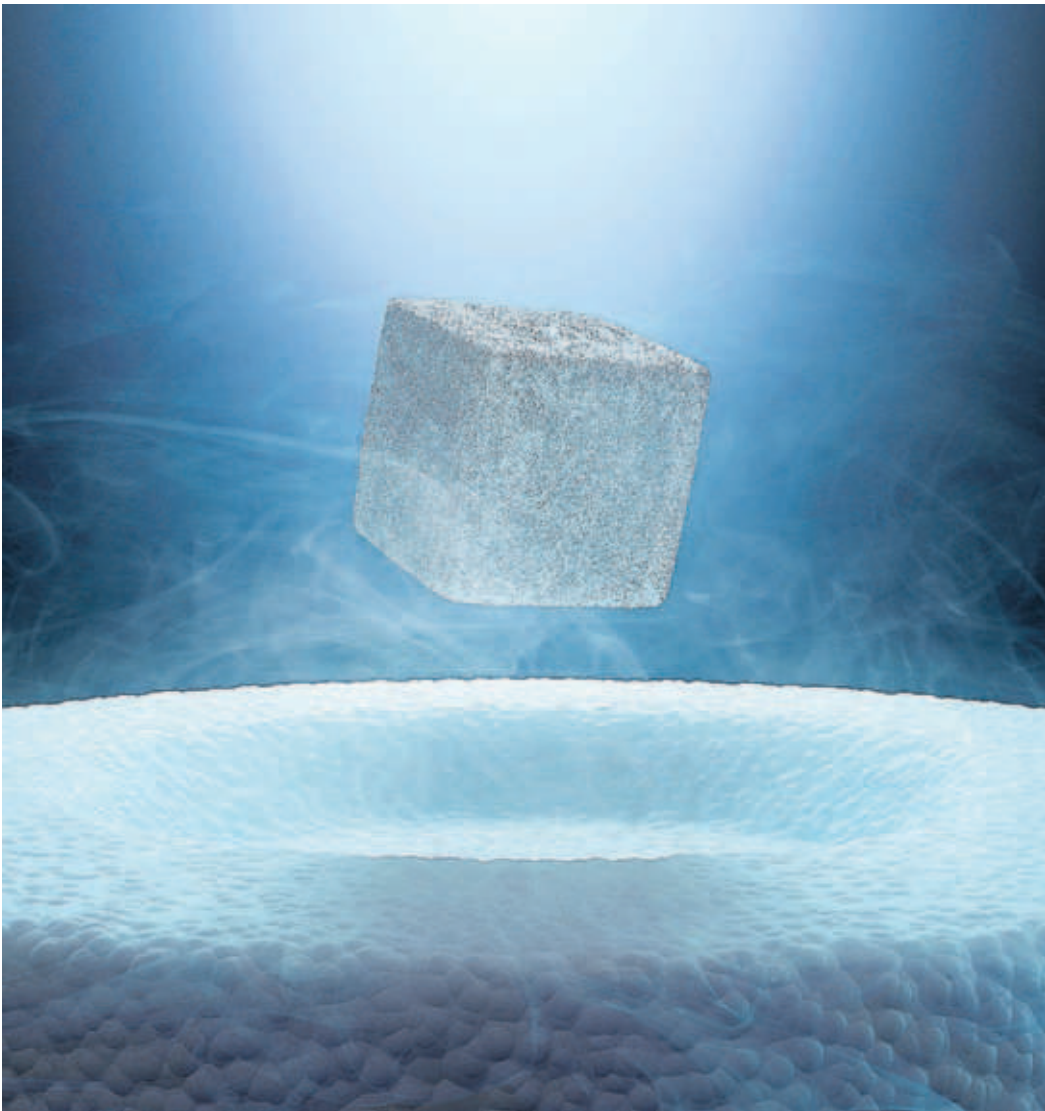




SCIENCE PHOTO LIBRARY / GETTY IMAGES

Guardar energía con aire, la nueva batería mecánica

La tecnología que licúa aire para almacenar electricidad busca un hueco en el sector renovable. El principio físico funciona, pero queda demostrar su viabilidad comercial

Belén Kayser

A veces el problema de la electricidad no es producirla, sino disponer de ella cuando hace falta. Una de las tecnologías que aspira a cubrir esa necesidad utiliza algo tan corriente como el aire. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima prevé para 2030 una capacidad de 76 gigavatios (GW) de fotovoltaica, 62 GW de eólica y 22,5 GW de almacenamiento, según datos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. A mayor generación solar y eólica, mayor necesidad también de acumular excedentes eléctricos, o emplearlos en sistemas que permitan recuperar parte de dicha energía posteriormente.

“Almacenar energía en aire consiste, en esencia, en utilizar el aire atmosférico que nos rodea como una batería mecánica”, explican Fernando Gutiérrez Martín, profesor *ad honorem* de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM); Luis Miguel Rodríguez Antón, catedrático de Escuela Universitaria, y Mathieu Legrand, profesor titular, todos de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial de la UPM. Lo comparan con un muelle: los excedentes de generación (por ejemplo, solar o eólica) se emplean para comprimir o enfriar el aire y recuperar después parte de esa energía al expandirlo.

Entre las fórmulas para hacerlo están el CAES (*Compressed Air Energy Storage*), almacenamiento en aire comprimido, y LAES (*Liquid Air Energy Storage*), acumulación en aire líquido.

● Una base ya explorada

Buena parte de la maquinaria que se precisa en el sistema LAES ya estaba inventada. “Los compresores, los procesos de licuefacción, las bombas criogénicas, los depósitos criogénicos con aislamiento, los intercambiadores, las tuberías criogénicas y las turbinas de expansión tienen aplicaciones industriales consolidadas”, explica Hasan Mohammed, *sales engineer* de la empresa de ingeniería criogénica Cryospain. Lo nuevo, añade, es “cómo se combinan para almacenar y recuperar electricidad”. La compañía matiza que todavía no ha participado directamente en una planta LAES.

“La diferencia clave [entre ambas] radica en el estado físico en el que se guarda el aire”, explican los investigadores de la UPM. En los sistemas CAES, el aire se comprime y se conserva como gas a alta presión en depósitos o, a gran escala, en cavidades subterráneas. En LAES, en cambio, se enfría hasta convertirlo en líquido y se guarda en depósitos muy bien aislados térmicamente.

En este último caso, el aire se enfría hasta unos 196 grados bajo cero. “Al licuarlo, el volumen se reduce más de 700 veces”, señalan los investigadores. Para recuperar electricidad, se bombea, se calienta y el gas se expande a través de turbinas. Un estudio de Legrand, Rodríguez Antón, Carmen Martínez Arévalo y Gutiérrez Martín, publicado en 2019 en la revista *Energy*, modelizó una planta LAES de 100 megavatios (MW) integrada en el sistema eléctrico español. Según sus cálculos, de cada 100 kilovatios hora (kWh) empleados para almacenar energía podrían recuperarse unos 51,7 kWh como electricidad.

Según los investigadores, los diseños actuales podrían recuperar entre 55 y 60 kWh por cada 100 kWh, especialmente si reutilizan el calor y el frío generados durante el proceso. Para Marcos Lafoz, responsable de la Unidad de Accionamientos Eléctricos en el departamento de Tecnología del CIEMAT, ese rendimiento no debe valorarse de forma aislada: “Si la alternativa es utilizar excedentes de energías renovables que no serían aprovechados, el concepto de eficiencia es totalmente relativo”. Y descarta una competición simple con el litio: “Yo no lo consideraría una alternativa, definitivamente será una solución complementaria”.

En fase de transición

El reto es integrar tecnologías conocidas y conseguir que el conjunto funcione con fiabilidad y a un coste competitivo. Gutiérrez Martín sitúa los proyectos LAES españoles “aún en fase de transición entre la demostración y el despliegue comercial”. Uno de los grandes bancos de pruebas está en Reino Unido. En junio de 2024, la empresa británica Highview Power anunció financiación de 300 millones de libras (354 millones de euros) para construir en Carrington, cerca de Manchester, una planta con 50 MW de potencia y 300 megavatios hora (MWh) de capacidad de almacenamiento, suficiente para suministrar esos 50 MW durante seis horas.

En 2024, la firma preveía que la planta estuviera operativa a principios de 2026. Ahora sitúa la primera fase, dedicada a la estabilización de la red, en 2026 y el sistema LAES en 2027. Preguntada por el proyecto, la empresa británica responde por correo electrónico: “Ahora mismo no estamos haciendo actividad con medios sobre Carrington”. Sí hay señales de avance. La

ingeniería vasca Lointek afirma en su web que ha sido “responsable del diseño, fabricación y suministro de sistemas térmicos” para la instalación de la planta de Highview Power y fija el “inicio de operaciones” en 2027.

Se planificaron plantas en España; en mayo de 2021, Highview anunció hasta siete en Asturias, Cantabria, Castilla y León y Canarias, con 350 MW y 2,1 gigavatios hora (GWh) en total y unos 820 millones de inversión, según la información facilitada entonces por la empresa. Su presidente y consejero delegado en aquel momento, Javier Cavada, afirmó que el almacenamiento de larga duración “jugará un papel fundamental” con la incorporación de más renovables. Pero la sociedad Highview Power Spain SL fue disuelta en febrero de 2025. Highview actualiza vía *mail* que “no hay desarrollos en España actualmente, los planes están en suspenso”.

Faltan plantas piloto

Mientras el proyecto estuvo sobre la mesa en nuestro país, sí generó trabajo de investigación e ingeniería. Empresarios Agrupados recoge en su web “servicios de ingeniería” para una configuración LAES-BESS de 50 MW integrada en la central de Granadilla de Abona (Tenerife). Además, en el ámbito de la UPM, hubo trabajos de fin de Grado que ahondaron, precisamente, en el proyecto de Canarias. En 2021, Beatriz Láinez

Los excedentes eléctricos se emplean para comprimir o enfriar este elemento y recuperar después parte de esa energía al expandirlo

La británica Highview Power tiene en fase de construcción una planta con capacidad de acumulamiento de hasta 300 megavatios hora

presentó un trabajo dirigido por el catedrático Manuel Valdés del Fresno, sobre una planta LAES de 50 MW y 300 MWh acoplada a una batería de 25 MWh en dicha localidad tinerfeña. Bajo los supuestos simulados, LAES solamente resultaba rentable cuando la potencia renovable instalada en la isla se acercaba a 1.000 MW; en algunos escenarios, las baterías de gran capacidad obtenían resultados similares o superiores.

Ese recorrido técnico, sin embargo, no ha llegado a traducirse aún en una planta en funcionamiento. Desde CIEMAT, donde se planteó una colaboración con los británicos “que no llegó a consolidarse”, Lafoz asegura que, “más allá de algunos proyectos de investigación”, no tiene constancia de proyectos o plantas piloto en el país. Para la UPM queda por demostrar el rendimiento y la fiabilidad de LAES en operación continuada. “No existe ni existirá una bala de plata o tecnología única de almacenamiento”, resumen los investigadores. Carrington concentra ahora buena parte de esa prueba: comprobar si LAES puede dar el salto de la demostración al despliegue comercial a gran escala.