

ANÁLISIS DE LAS NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO DE ESPAÑA EN EL HORIZONTE 2030

Juan José VALENTÍN VÍRSEDA

Mott MacDonald

José Pablo CHAVES ÁVILA

Pedro LINARES LLAMAS

Andrés RAMOS GALÁN

Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas)

Las tecnologías de almacenamiento serán una pieza clave para los sistemas eléctricos descarbonizados, donde la generación mayoritariamente provendrá de eólica y solar, tecnologías variables al depender de la disponibilidad del recurso primario. Las tecnologías de almacenamiento permiten acumular energía cuando la generación renovable es abundante, para posteriormente descargar la energía almacenada en momentos de baja producción renovable. De esta manera, se permite aprovechar la generación renovable y satisfacer la demanda eléctrica. A su vez, la demanda eléctrica se espera vaya incrementando significativamente para satisfacer las necesidades energéticas debido a la electrificación de sectores como el transporte, la climatización, o la demanda de distintos sectores industriales, incluida la electrificación indirecta a través de la producción y utilización del hidrógeno.

Las necesidades de almacenamiento en un sistema eléctrico descarbonizado son diversas. Por un lado, se debe contar con almacenamiento de largo plazo, para acumular energía durante periodos relativamente largos y satisfacer la demanda cuando haya poca generación renovable (por ejemplo, cuando ocurran anticiclones invernales de manera prolongada con poco viento y falta de generación solar). Por otro lado, la generación renovable puede cambiar significativamente durante periodos cortos, por ejemplo, la generación solar, al amanecer o anochecer, o la eólica por cambios repentinos en los vientos, necesitando otras tecnologías capaces de adaptarse a estos cambios de manera muy rápida. Además, la predictibilidad de la generación eólica y solar es también limitada por lo que se necesitan otras tecnologías capaces de dar servicios necesarios para el adecuado funcionamiento del sistema como son las reservas de operación, que mantienen la frecuencia dentro de rangos seguros para todos los elementos y usuarios conectados a las redes. Otros servicios necesarios para el adecuado funcionamiento del sistema como son el control de tensiones, inercia o potencia síncrona, congestiones en las redes, entre otros, no han sido considerados en este estudio.

Las tecnologías de almacenamiento pueden acumular energía durante distintos períodos. Las baterías tienen una capacidad de almacenamiento diario, mientras los bombeos tienen capacidad de almacenamiento con horizonte de diario a semanal, pero los bombeos tienen capacidad estacional limitada, que es mayor en las centrales hidráulicas regulables. Adicionalmente, el almacenamiento compite con otras tecnologías como son las centrales de gas natural o la gestión de la demanda, que puede provenir de la gestión de flotas de vehículos eléctricos, la gestión de la climatización de edificios, la gestión de procesos industriales flexibles o el consumo eléctrico utilizado para la generación de hidrógeno. Algunas de estas tecnologías de gestión de la demanda podrían proveer los mismos servicios que las unidades de almacenamiento.

Específicamente, este trabajo determina las necesidades de almacenamiento eléctrico en el 2030, año horizonte del actual Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y donde se fijan una serie de objetivos en materia energética para avanzar en la descarbonización de la economía española. El estudio utiliza un modelo de optimización (openTEPES) que determina las inversiones y la operación del sistema eléctrico

peninsular para distintos escenarios, considerando alternativas de interconexión con países vecinos, la disponibilidad de la gestión de la demanda, distinta disponibilidad hidráulica y un escenario de anticiclón invernal. El modelo openTEPES considera distintas necesidades de almacenamiento: diario, semanal y estacional. Un elemento diferenciador de este trabajo es la capacidad de optimizar la gestión hidráulica, algo esencial para determinar las distintas necesidades de almacenamiento. En otros estudios, incluyendo el PNIEC, se asume la gestión hidráulica actual en escenarios futuros, la cual puede cambiar significativamente por el cambio considerable en el *mix* de generación. Aparte de determinar las decisiones de inversión en distintas tecnologías de almacenamiento y la operación del sistema (generación por tecnología, emisiones y costes resultantes), openTEPES calcula el balance económico para las tecnologías de generación y almacenamiento, dependiendo del valor que éstas aportan para proveer energía, reservas de operación y capacidad de respaldo o firmeza.

Los resultados del estudio señalan que, dentro de las tecnologías de almacenamiento, las baterías son la tecnología más competitiva para responder a necesidades horarias del sistema, mientras que los bombeos son más adecuados para responder a necesidades horarias y diarias. Los ciclos combinados y las centrales hidroeléctricas son las tecnologías capaces de gestionar los ciclos estacionales de almacenamiento. Las baterías son competidoras directas de la gestión de la demanda, que suele tener flexibilidad con ciclos de gestión horaria.

Sin embargo, para las condiciones simuladas, las tecnologías de almacenamiento que se deberían instalar para proveer energía, reservas de operación y firmeza, no recuperarán sus costes de inversión y necesitarán mecanismos de remuneración adicionales a los mercados existentes para hacer atractivas económicamente inversiones en estas tecnologías (por ejemplo, a través de un mercado de fiabilidad).

Los ingresos por la venta de energía y reservas de operación son críticos para la competitividad de las baterías. Las centrales de bombeo, por otro lado, dependen principalmente de los precios mayoristas del mercado y se ven beneficiadas por un mayor requerimiento de ciclos de almacenamiento (12-36 h), así como por la exportación a países vecinos y el aprovechamiento de los vertidos renovables. Los bombeos compiten, en menor medida, con la gestión de la demanda de mayor duración.

Los escenarios extremos de anticiclón invernal solo pueden subsanarse con generación con ciclos combinados o en el caso de suficiente disponibilidad hidráulica, con centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento estacional.

Es relevante señalar que el modelado utilizado es determinista y con un horizonte anual, lo cual hace que la gestión hidráulica pueda ser muy optimista, dando mucha flexibilidad al sistema y obteniendo costes menores a los que se podrían obtener con una operación más realista del sistema. Futuros estudios deberían considerar la estocasticidad en los parámetros claves como pueden ser las aportaciones hidráulicas.

A la vista de los resultados, se recomienda el diseño de mecanismos de mercado que permitan la competencia de distintas tecnologías en igualdad de condiciones y no "cuotas" definidas *a priori* para determinadas tecnologías. Esto permitirá que se puedan cumplir los objetivos establecidos por el PNIEC al menor coste posible.