Energía hidráulica reversible, el futuro de las centrales hidroeléctricas

En 2050 la red eléctrica de la Unión Europea deberá ser 100% renovable, pero un sistema eléctrico cuyas fuentes son no gestionables (como el viento, el sol o el agua) exige contar con una alta capacidad de almacenamiento energético. Se trata de un reto que ha puesto en marcha la maquinaria de la innovación tecnológica y ha encontrado en las centrales hidroeléctricas reversibles o de bombeo su principal solución

La central hidroeléctrica de Gouvães contará con cuatro grupos generadores reversibles que sumarán una potencia total de 880 MW. Foto: Iberdrola.

Marita Morcillo

En mayo de 2020, la Comisión Europea publicó el "Estudio de almacenamiento de energía: contribución a la seguridad del suministro eléctrico en Europa" (Study on energy storage – Contribution to the security of the electrical supply in Europe), en el que se destacaba el importante papel que desempeñan las soluciones innovadoras de almacenamiento energético para garantizar la integración de las fuentes de energía renovable en la red de la Unión Europea.

En este documento, la Comisión indica que actualmente la principal tecnología de almacenamiento energético en la Unión Europea es el Pump Hydro Storage (PSH), conocido en español como almacenamiento hidroeléctrico de bombeo o reversible.

Las centrales hidroeléctricas reversibles constan de dos embalses de agua a distinto nivel, un canal de alimentación para conectar el embalse superior con el inferior y una central hidroeléctrica equipada con turbinas de bombeo.

Aunque es un sistema que se viene utilizando desde hace décadas en el sector hídrico, en los últimos años se están aplicando nuevas tecnologías cuya innovación radica en su capacidad de combinar generación de electricidad con almacenamiento a gran escala de los excedentes energéticos procedentes de fuentes renovables.

De esta manera, se persigue almacenar agua en las horas de menor actividad, para generar energía durante las horas de mayor demanda, aportando estabilidad, seguridad y sostenibilidad al sistema eléctrico.

Situación de la energía hidráulica en España

Durante muchas décadas, las centrales hidroeléctricas han sido la principal fuente de producción de electricidad en España. Posteriormente, la introducción de centrales nucleares en el sistema eléctrico del país y, después, la incorporación de fuentes renovables como la eólica y la solar, han ido mermando la aportación de la hidráulica hasta situarla en 2019 en el 9,5% del total en la estructura de generación, cifra que cae hasta un 0,02% si solo tenemos en cuenta el conjunto de las tecnologías de origen renovable.

El informe "Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2019" de Red Eléctrica de España indica que, en términos de potencia instalada, España cerró 2019 con 110.376 MW, de los cuales, 17.085 MW (el 15,5%) corres-

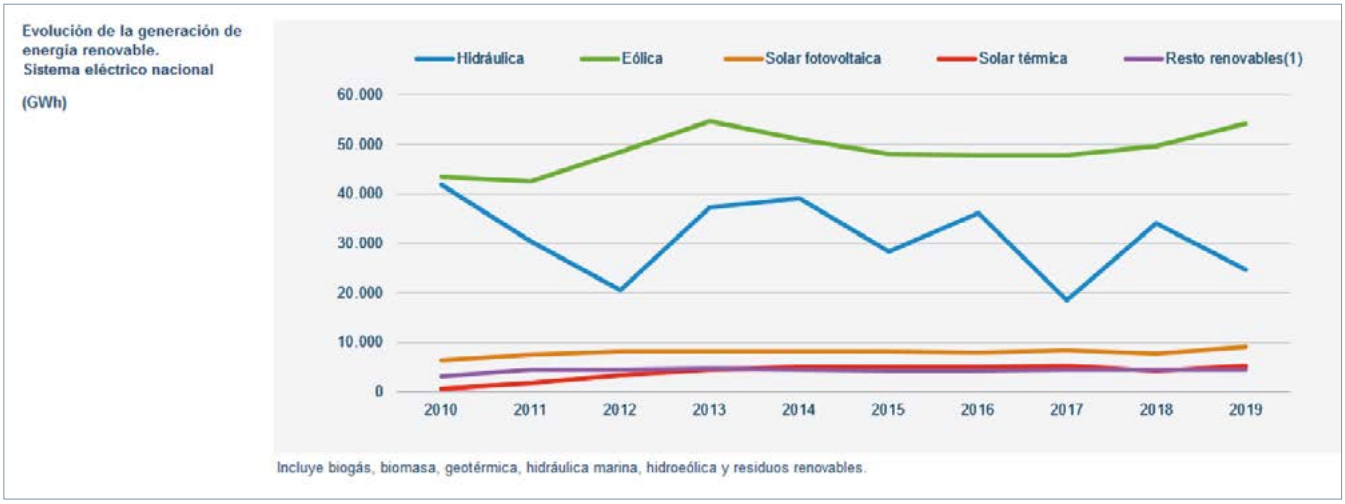


Gráfico de la evolución de generación renovable desde 2010 hasta 2019, en el que se puede observar la tendencia descendente en la producción de energía hidráulica. Fuente: REE.

ponden a las centrales hidroeléctricas. Esta potencia instalada de origen hídrico aportó 24.712 GWh a la estructura global de generación, que alcanzó 260.798 GWh en total.

Si nos detenemos en las renovables, el informe indica que la potencia instalada experimentó un crecimiento del 13,4% respecto al periodo anterior, con la entrada en funcionamiento de 6.500 MW nuevos.

Asimismo, el 39% del total de energía eléctrica generada en España procede de fuentes renovables, siendo la nuclear y la eólica las tecnologías que más han aportado al mix de generación.

A pesar del aumento en la potencia instalada de origen renovable, ese 39% de aportación supone un descenso respecto a 2018, año en el que las tecnologías verdes representaron el 40,1% del total de energía eléctrica producida en el país.

Según destaca el balance de REE, este descenso en la cantidad de electricidad de origen renovable se debe a una menor aportación de la energía hidroeléctrica, la cual sufrió en 2019 un retroceso del 27,6% respecto al año anterior. Ante estas cifras, el informe concluye que la mayor o menor cantidad de energía aportada por las centrales hidroeléctricas influye notablemente en el balance final de energía de generación renovable.

Al analizar la evolución de la energía hidráulica en la última década, observamos que 2010 fue el año de máxima producción con esta tecnología (41.834 GWh). Desde entonces, esta cantidad de energía ha ido descendiendo año tras año hasta situarse en los 24.712 GWh con los que se despidió 2019.

Ante estos datos cabe preguntarse las razones por las que la energía hidráulica, con larga tradición en España y dotada de un importante número de infraestructuras a lo largo y ancho del país, ha visto mermada su presencia en el sistema eléctrico cediendo más protagonismo a otras fuentes de generación.

Como respuesta a esta cuestión, REE en su balance de 2019 cita tres motivos básicos: la falta de inversión, la escasa rentabilidad y la ausencia de innovación, convirtiendo el parque hidroeléctrico español en un conjunto de instalaciones obsoletas.

Ante este escenario, se deduce que la modernización de las centrales hidráulicas españolas necesita aumentar las inversiones en innovación tecnológica para que las infraestructuras hidráulicas recuperen su rentabilidad.

Las centrales hidroeléctricas de bombeo en el PNIEC 2021-2030

La actual política energética de la Unión Europea ha propiciado un giro disruptivo para el sector hidráulico. Sus objetivos de neutralidad climática para 2050 exigen una red eléctrica flexible, segura y sostenible, integrada por fuentes de generación libre de carbono y una alta capacidad de almacenamiento energético.

Para lograr los objetivos, la Comisión ha exigido a los Estados Miembros la elaboración de sus respectivos planes nacionales, donde se planifica la ruta a seguir.

En enero de 2020, el Gobierno español presentó ante las autoridades comunitarias el primer borrador de su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030).

En este documento, se muestran los objetivos que España pretende alcanzar en la próxima década: un 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990; un 42% de energías renovables sobre el consumo total de energía final; un 39,5% de mejora de la eficiencia energética y un 74% de energías renovables en la generación eléctrica.

Este Plan prevé para 2030 una potencia eléctrica total instalada de 161 GW, de los cuales 45 GW deberán tener un origen renovable. Para gestionar los excedentes de dicha energía, el sistema eléctrico español deberá incrementar su capacidad de almacenamiento en 6 GW.

En el reparto de potencia total instalada, el PNIEC indica que 16 GW corresponderán a las centrales hidroeléctricas y 9,5 GW a la tecnología de bombeo.

En este sentido, el Plan promueve las centrales hidroeléctricas reversibles, ya que una de sus ventajas es que permiten gestionar la producción renovable, respetando un régimen sostenible de los ríos y sus caudales.

Inversión e innovación en centrales de bombeo

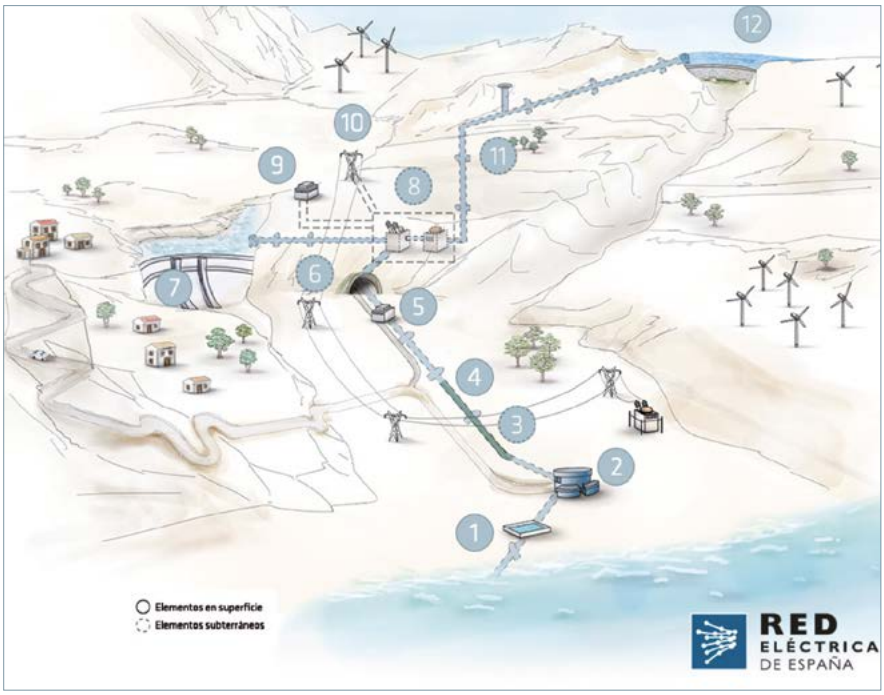
Centros tecnológicos, universidades y empresas de todo el mundo llevan años investigando en nuevas soluciones para adaptar el sector hídrico a las actuales y futuras necesidades de un sistema eléctrico 100% libre de carbono.

Además, las grandes compañías eléctricas están realizando obras faraónicas con las que se pretende modernizar las

infraestructuras hidroeléctricas ya existentes aplicando las innovaciones tecnológicas más pioneras.

Un ejemplo de estos esfuerzos lo encontramos en la aplicación de sistemas de almacenamiento hidroeléctrico de bombeo, Pumped Hydro Storage (PHS), que dan solución al problema del almacenaje y garantizan el futuro de las centrales hidráulicas.

En España y en Portugal, país con el que compartimos el cauce de algunos ríos, son muchos los proyectos que se pueden citar. A modo de muestra, hemos escogido citar tres ambiciosas iniciativas: el proyecto de Soria-Chira, de REE, en Gran Canaria; el de Támega en Portugal, de Iberdrola; y una investigación de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) que, en su primera fase, ha logrado resultados pioneros no sólo en el país sino a nivel internacional.



La central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria aportará mayor garantía de suministro en la isla de Gran Canaria y mayor autonomía energética. Fuente: REE.

Proyecto de Chira-Soria

Los sistemas eléctricos no peninsulares suelen presentar deficiencias como un débil mallado en la red de transporte o instalaciones de poco tamaño. Estas peculiaridades afectan negativamente a la seguridad de suministro, a la sostenibilidad del sistema eléctrico y a la capacidad de este para responder a picos de demanda o situaciones de falta de generación energética.

Para paliar estas carencias en uno de estos territorios, concretamente en la isla de Gran Canaria, Red Eléctrica va a construir la central hidráulica de bombeo Chira-Soria, que tendrá una potencia instalada de 200 MW y una capacidad de almacenamiento de 3.200 MWh.

El proyecto también incluye una estación desalinizadora de agua de mar y las obras marinas asociadas, así como las instalaciones necesarias para su conexión a la red de transporte.

Chira-Soria cuenta con una innovadora configuración formada por "grupos hidráulicos reversibles, máquinas síncronas, convertidores electrónicos de potencia, un esquema eléctrico flexible, cortocircuito hidráulico y un sistema de control que integra y gestiona todos los componentes para obtener una alta flexibilidad y rendimiento", tal y como nos ha explicado REE.

El diseño de Chira-Soria está pensado para que el sistema eléctrico de la isla de Gran Canaria gane en soberanía y pueda adoptar una verdadera transición energética, como la que se plantea a nivel nacional en el PNIEC.

Para ello hace falta una "sobreinstalación" importante en potencia renovable respecto a la potencia eléctrica consumida, indica REE. De lo que se trata es de evitar que en periodos de escasos recursos naturales como el sol o el viento, los picos de demanda no se cubran con energía fósil, sino con los excedentes de energía no consumida y almacenada.

La capacidad de almacenamiento requerida para este propósito es muy elevada. Cuando entre en funcionamiento, la central de bombeo de Chira-Soria podrá albergar 3.200 MWh, 25 veces la capacidad de la batería más grande del mundo construida hasta el momento, la cual se encuentra en Australia y almacena 129 MWh.

Chira-Soria no producirá energía, pero será la herramienta al servicio del sistema eléctrico que evitará las pérdidas de energía en los momentos de abundancia de recursos renovables, almacenándolos y entregándolos de nuevo al sistema en los momentos de escasez.

Red Eléctrica, a través de su filial canaria Reincan, adjudicó en 2018, por 20 millones de euros, el diseño e ingeniería del proyecto de construcción, así como la asistencia técnica y la dirección de obra de la central de Soria-Chira.

La licitación fue concedida a la UTE Ingeniería Soria-Chira, consorcio formado por las empresas AIN Active, SLU y Amberg Engineering AG. Se trata de uno de los mayores contratos de servicios de ingeniería de obra suscrito en Canarias hasta ese momento.

En la actualidad, el proyecto de central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria se encuentra en proceso de licitación de suministros y de obras, cuyo inicio está previsto para el primer trimestre de 2021.

Proyecto Tâmega

Al norte de Portugal, cerca de Oporto, el grupo Iberdrola está desarrollando el complejo hidroeléctrico del Tâmega, que supondrá la construcción de tres presas y tres centrales (Gouvães, Daivões y Alto Tâmega) con una capacidad conjunta de 1.158 MW. Además, habrá una central de bombeo con capacidad de almacenar casi 900 MW.

El complejo se está construyendo en el río Tâmega, un afluente del Duero. Cuando entre en funcionamiento, será capaz de producir 1.766 GWh al año, suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de los municipios vecinos y de las ciudades de Braga y Guimarães, con cerca de 440.000 hogares.

En cuanto a la gigabatería o central de bombeo de 900 MW, tendrá capacidad para dar servicio a dos millones de hogares portugueses durante un día entero.

Cuando esté finalizado, el complejo hidroeléctrico del Tâmega se convertirá

Infografía de la central hidroeléctrica de Davoes, que junto a Gouvães y Alto Támega formará parte del complejo hidroeléctrico con bombeo que Iberdrola está construyendo en Portugal. Fuente: Iberdorla.

en uno de los mayores almacenamientos de energía de Europa. En cuanto a su entrada en funcionamiento, se espera que Gouvães y Daivões estén operativas en 2021 y Alto Tâmega en 2023.

En concreto, la central hidroeléctrica de Gouvães es de bombeo y en un estado de construcción más avanzado. Esta infraestructura será subterránea y estará equipada con cuatro grupos generadores reversibles que sumarán una potencia total de 880 MW.

El montaje de dichos grupos, en una caverna situada a una profundidad media de 325 metros, 120 metros de longitud, 50 metros de altura y 20 metros de anchura, se prolongará hasta finales del año 2021, cuando está prevista su entrada en operación.

Al ser reversible, la central hidroeléctrica de Gouvães hará posible almacenar agua del embalse de Daivões en el de Gouvães, aprovechando los más de 650 metros de diferencia de cota entre ambos. De esta forma, se podrá bombear la energía cuando haya un exceso de producción y recuperarla cuando sea necesario. Su capacidad de almacenamiento permitirá el suministro continuo de electricidad al área metropolitana de Oporto durante 24 horas.

Por su parte, la central de Daivões va a tener una altura de presa de 77,5 m y va a contar con dos grupos que sumarán una potencia instalada de 114 MW y una producción de 142 GWh. Además, contará con un grupo adicional de 4 MW, que añadirá una producción de 17 GWh a la planta.

La presa central del proyecto será la del Alto Tâmega (160 MW) y se estima que su puesta en marcha se pueda producir a lo largo de 2023. Con cerca de 1.500 millones de euros invertidos, la construcción y las posteriores tareas de operación y mantenimiento del complejo hidroeléctrico supondrán la creación de 13.500 empleos en la zona.

Proyecto de hibridación de volantes de inercia y almacenamiento por bombeo

Conseguir un mayor rendimiento en la generación de energía hidroeléctrica, reduciendo a la vez los costes del proceso, es uno de principales objetivos de la investigación relacionada con este sector.

Investigadores de la Universidad Politécnica de Madrid están llevando a cabo un estudio pionero que demuestra que el uso combinado de sistemas de almacenamiento conectados a la red, a través de convertidores electrónicos de frecuencia (baterías, volantes de inercia y supercondensadores) y centrales de almacenamiento por bombeo, es capaz de mejorar el rendimiento de las centrales hidroeléctricas reversibles reduciendo también el desgaste de los equipos y, con ello, los costes del proceso.

El estudio ha sido realizado por el grupo de Hidroinformática y Gestión del Agua de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de la UPM. También han participado el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y la empresa Schwungrad Energie Ltd.

Se trata de una investigación pionera en su campo, ya que es la primera vez que se consigue la hibridación de volantes de inercia con centrales de almacenamiento por bombeo, tal y como explica el ingeniero Juan Ignacio Pérez Díaz, miembro del grupo investigador.

La operación coordinada de sistemas de almacenamiento rápido (conectados a la red a través de convertidores electrónicos de potencia), generación hidroeléctrica y almacenamiento por bombeo se consigue mediante estrategias de control y algoritmos de programación.

Una de las ventajas de este sistema es que aumenta la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico, facilitando de esta manera la transición a un sistema eléctrico 100% renovable.

Juan Ignacio Pérez estima que el proyecto podría materializarse en menos de un año. De momento ya ha captado la atención dentro y fuera de nuestras fronteras, y varias empresas ya se han interesado en el sistema de hibridación diseñado por los investigadores de la UPM.

La materialización de este sistema de hibridación requiere la implicación de agentes que proceden de un amplio abanico de disciplinas, entre ellos las empresas de ingeniería. Supondrá, por tanto, la creación de numerosos puestos de trabajo.

Actualmente, el grupo de investigación se encuentra inmerso en la segunda fase del proyecto. Juan Ignacio Pérez explica que “el equipo de la UPM ha desarrollado un modelo de optimización para la programación de la generación y las reservas de regulación secundaria de un sistema híbrido de generación y almacenamiento formado por una central hidroeléctrica y un conjunto de baterías de iones de litio”.

Adicionalmente, explica el investigador, “el equipo de la UPM ha desarrollado un modelo de simulación dinámica del sistema híbrido mencionado y un sistema de control para la provisión de forma coordinada de reservas de regulación primaria. Con un algoritmo de control sencillo, el desgaste mecánico de los grupos hidráulicos puede reducirse en torno a un 10 %. El equipo de la UPM está trabajando en estos momentos en la definición de estrategias de control más avanzadas con las que espera que dicha reducción aumente hasta al menos un 30 %”.