

# LA APUESTA POR EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA RENOVABLE CON CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES EN CANARIAS

Francisco José VILLAR ROJAS  
Catedrático de Derecho Administrativo  
Universidad de La Laguna

**SUMARIO:** 1. ALMACENAMIENTO MEDIANTE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES: 1.1. Iniciativas y proyectos; 1.2. Caracteres comunes.— 2. APUNTE SOBRE LA REGULACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES: 2.1 El «sistema eléctrico canario»; 2.2 Singularidades del marco regulatorio.— 3. ALGUNAS CUESTIONES CONTROVERTIDAS SOBRE EL ALMACENAMIENTO: 3.1 Elección de la tecnología; 3.2 Localización territorial (impacto ambiental); 3.3 Financiación (inversión y operación).— 4. EXPERIENCIA INSULAR CON EL ALMACENAMIENTO MEDIANTE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES.— 5. REFLEXIÓN FINAL.

## 1. ALMACENAMIENTO MEDIANTE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES EN CANARIAS

### 1.1. Iniciativas y proyectos

En Canarias, el problema del almacenamiento de energía que trae consigo la utilización extensiva de fuentes de producción de energía renovable se viene abordando mediante centrales hidroeléctricas reversibles.

La primera central, en funcionamiento desde 2014, es *Gorona del Viento – Central Hidroeléctrica del Hierro*, con una potencia de bombeo de 11,2 MW, a los que se suman otros 11,4 MW que pueden aportar los aerogeneradores que forman parte de su estructura. El operador es la empresa mixta: *Gorona del Viento El Hierro, S.A.*, cuyo capital se reparte entre el Cabildo Insular de El Hierro (60 por 100), el Gobierno de Canarias (10 por 100) y Endesa (30 por 100). El Hierro tiene una potencia total instalada de 37,7 MW. En 2019, el 54 por 100 del total de la demanda provino de esa central hidroeléctrica.

La segunda central, en fase de construcción, es la central de *Chira – Soria - Central Hidroeléctrica de Gran Canaria*. La instalación se basa en las presas de *Chira* y

de *Soria*, situadas en el barranco de Arguineguín, en la zona oeste de la isla. Está dimensionada para llegar a producir 200 MW (3,5 GW almacenamiento). El promotor y operador es *Red Eléctrica de España, S.A.* (REE,S.A.). Cuando se ponga en funcionamiento, se espera que esta central sea capaz de atender el 35 por 100 de la demanda de Gran Canaria, que tiene una capacidad instalada total de 1.220 MW.

La tercera central, en fase de propuesta, es la que se puede denominar *Barrancos de Guimar – Central Hidroeléctrica de Tenerife*, que se basaría en las balsas de *Añocheza* y *Las Rosas*, que en encuentran en ese barranco situado en la zona sureste de la isla. En tanto que copia de la iniciativa puesta en marcha en Gran Canaria, se plantea que tenga una potencia de 200 MW, correspondiendo su gestión y operación a *REE, S.A.* Tenerife tiene una capacidad total instalada de 1417 MW.

## 1.2. Caracteres comunes

Los proyectos descritos comparten caracteres. Se trata de supuestos de central hidroeléctrica reversible que, como tal, se basa en dos depósitos de agua situados a diferente altura, conectados entre sí por tuberías, en donde, cuando hay demanda de energía, el agua cae del más alto hacia el más bajo impulsando una turbina hidráulica que produce electricidad que se incorpora a la red, mientras que, en los periodos valle, la energía disponible se utiliza para bombear agua del depósito inferior al superior. Por la cercanía de la costa, el esquema se completa con una planta desaladora que, alimentada con energía renovable, genera agua para cubrir las necesidades que puedan producirse. De este modo, los excesos de energía en la red sirven para bombear agua desde abajo hacia arriba con lo que se «almacenan» en forma de agua, hasta que se utilicen para producir nuevamente la energía que se demanda.

La principal diferencia de las centrales hidroeléctricas en Canarias con respecto a las planteadas en muchos lugares de la península es que no se basan en una nueva utilización de embalses de agua preexistentes —no los hay en las islas—, sino que lo hacen aprovechando algunas infraestructuras hidráulicas propias, como son las presas en Gran Canaria —que sirven para recoger aguas de lluvia que circulan por los barrancos— y las balsas en Tenerife —que son instalaciones en las que se almacena agua de los acuíferos subterráneos que no se utilizan en épocas de lluvia y quedan para el riego en verano—. Esta diferencia explica, igualmente, la utilización de desaladoras para generar agua con la que asegurar la cantidad necesaria para que la central pueda funcionar.

## 2. APUNTE SOBRE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y SU REGULACIÓN SINGULAR

### 2.1. El «sistema eléctrico canario»

El almacenamiento de energía renovable en las islas como fórmula para asegurar la transición energética resulta fuertemente condicionada por las singularidades físicas y, en su virtud, jurídicas que caracterizan el suministro de electricidad en el archipiélago.

La realidad insular determina que, en las islas, existen 6 sistemas eléctricos, de pequeña dimensión y aislados (El Hierro, La Palma, La Gomera, Tenerife, Gran Canaria), con la salvedad de la interconexión que existe entre los sistemas de Fuerteventura y Lanzarote (con un cable submarino que conecta ambas redes). Se habla de la futura interconexión entre La Gomera y Tenerife, así como entre Fuerteventura y Gran Canaria, pero, de momento, son propuestas más o menos viables, técnica y económicamente, sin desarrollo. La consecuencia es que la función de almacenamiento y/o redistribución de energía que puede desempeñar una red eléctrica amplia no se cumple en el archipiélago.

En cuanto a la capacidad de producción, en 2019, la capacidad total era de 3305,81 MW, de los cuáles las plantas térmicas que funcionan con derivados del petróleo —diesel— producían 2.696,36 MW, mientras que la producción energía renovable (eólica y fotovoltaica) era de 609,44 MW. En todas las islas siguen funcionando plantas de producción de energía eléctrica que utilizan combustibles fósiles (fuel – diésel), dos en cada una de las islas mayores y más pobladas (Gran Canaria y Tenerife), sin que existan plantas que utilicen energías intermedias o de transición (gas natural).

El problema de almacenamiento que plantea la utilización masiva de energías renovables en las islas queda descrito en el siguiente párrafo: «La integración de forma masiva de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos del Sistema Eléctrico Insular Canario requiere disponer de sistemas de almacenamiento, como los sistemas de bombeo, que permitan una máxima integración de las mismas en condiciones de seguridad» (Orden IET/728/2014, por el que UNELCO renuncia a la construcción de la central hidroeléctrica de Chira-Soria).

En ese momento, la tecnología ya ofrecía varias alternativas: centrales hidroeléctricas reversibles, baterías ion litio, centrales de hidrógeno. Como queda apuntado, por la vía de la aprobación de proyectos, la decisión se ha decantado hacia las centrales hidroeléctricas reversibles, lo que, por otra parte, coincide con el destino prioritario que quiere darse a las nuevas concesiones de dominio público hidráulico de conformidad con la Ley Cambio Climático 2021 (art. 7).

## 2.2. Singularidades del marco regulatorio

La realidad física insular condiciona la estructura del servicio eléctrico en el archipiélago y, a su vez, las reglas que rigen su implantación y funcionamiento, incluyendo las decisiones sobre almacenamiento, esenciales para la consolidación de las energías renovables. La insularidad, la fragmentación territorial y el aislamiento se imponen y se proyectan sobre el marco regulatorio como queda de manifiesto en las siguientes disposiciones:

— La Directiva (UE) 2019/944, del mercado interior de la energía, establece, como regla general, que el almacenamiento es una actividad de mercado diferenciada que no debe ser controlada por gestor red transporte, salvo cuando sean «componentes de red plenamente integrados». Esta es la situación de los sistemas eléctricos insulares.

— La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico (modificada por RDL 23/2020 con el fin de trasponer la Directiva 2019/944) admite, como sus precedentes, el establecimiento de una *reglamentación singular* del suministro de electricidad para los territorios no peninsulares.

— La Ley 17/2013, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, es esa reglamentación singular. En ella se establece que en las islas el gestor y el operador de las redes es REE, S.A.; que las centrales hidroeléctricas de almacenamiento son «componentes de red plenamente integrados»; y que, por tanto, su titularidad y gestión corresponde a REE, S.A. (según admite la Directiva 2019/944). De la «trascendencia» suprainsular de las instalaciones de producción y de almacenamiento da cuenta el que su cierre es competencia de la Administración General del Estado, con independencia de la competencia «territorial» que corresponde a la Comunidad Autónoma de Canarias y que se recoge en el Estatuto de Autonomía (art. 163 EAC de 2018).

— El R.D. 738/2015, regula la actividad de producción de energía eléctrica en sistemas eléctricos no peninsulares y el régimen de retribución basado en costes regulados, lo que se separa del régimen de costes aplicables en territorio peninsular.

No acaba aquí la singularidad. La insularidad y, con ella, la ausencia de conexión con la red eléctrica peninsular explica también una regulación particular en materia de transición energética.

La Ley de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias de 2022 se plantea como objetivo la descarbonización de la economía insular en 2040 (10 años antes que la UE). En orden a su consecución, esa Ley formula un conjunto de previsiones sobre un modelo energético basado en «el uso racional de la energía, el incremento planificado y ordenado de las energías renovables y su capacidad de gestión a través del almacenamiento energético y la gestión de la demanda en todos los sectores de la economía de Canarias» (art. 3), señalando que «la producción de energía eléctrica mediante energías renovables se apoyará en la instalación de sistemas y equipos de

almacenamiento energético con la finalidad de proporcionar capacidad de gestión, asegurar la calidad del suministro y minimizar el desarrollo de nueva red necesaria para su integración» (art. 43.3). No hay precisión alguna sobre la tecnología que deba utilizarse para la consecución de ese objetivo.

En relación con el almacenamiento, la Ley de Cambio Climático de Canarias establece que los objetivos deben formar parte de la *Estrategia Canaria de Acción Climática* (ya aprobada por Decreto 80/2023, de 18 de mayo, del Gobierno de Canarias), que, a su vez, debe ser desarrollada por el *Plan de Transición Energética de Canarias* (borrador 2022) y por la *Estrategia de almacenamiento energético de Canarias* (borrador 2022). Los objetivos que se plantean sobre almacenamiento son pasar de una capacidad de 403 MW (2021) a 4339 MW (2030). En 2024, el objetivo sólo se ha alcanzado en un 10 por 100 sin que exista previsión sobre una financiación específica que permita en los años que restan conseguir la capacidad de almacenamiento planeada.

El limitado desarrollo de los instrumentos de planificación previstos en la legislación de cambio climático, incluyendo el almacenamiento, y la decidida apuesta por las centrales hidroeléctricas reversibles, pone de manifiesto que, en esta materia, el orden de toma de decisiones es: «primero los proyectos, luego las estrategias y los objetivos, y más tarde los planes». La insularidad, pero sobre todo la urgencia del cambio de modelo energético, explican esa realidad; también que el modelo de ordenación diseñado por la Ley de Cambio Climático, dada su enorme complejidad, cuando sea aprobado, en lugar de establecer el camino a seguir se limitará a reconocer las instalaciones ya aprobadas y en funcionamiento. Esta es la primera paradoja de la experiencia en las islas con el almacenamiento de energía renovable.

### 3. ALGUNAS CUESTIONES CONTROVERTIDAS SOBRE EL ALMACENAMIENTO

#### 3.1. Elección de la tecnología

La experiencia insular con el almacenamiento permite identificar un conjunto de cuestiones controvertidas o polémicas que, de uno u otro modo, condicionan la toma de decisiones y su viabilidad. El primero de ello es la elección de la tecnología más adecuada y, en particular, la determinación de los criterios que han de guiar esa decisión.

El caso de Gran Canaria sirve como ejemplo. Lo que se discute —y se planteó— fue la opción entre almacenar energía mediante centrales hidroeléctricas reversibles —Chira-Soria— o bien hacerlo utilizando otras tecnologías, como baterías y/o centrales de hidrógeno. El operador y promotor de la actuación, REE, S.A., se decantó por la opción de la central hidroeléctrica reversible, una tecnología madura, bien conocida y estable. Por su parte, el Informe Deloitte – Endesa («*Los Territorios No Peninsulares 100 por 100 descarbonizados en 2040: la vanguardia de la transición*»

*energética en España*», junio 2020), se decanta por baterías y centrales de hidrógeno como respaldo; una tecnología que requiere una inversión menos costosa, con un coste energía más bajo que las centrales hidroeléctricas reversibles y menos ocupación de suelo, por tanto, con menor impacto territorial y ambiental.

Más allá del supuesto concreto, el debate suscita varios interrogantes, entre ellos: ¿quién y cómo se «elige» la tecnología cuando no se trata de una iniciativa del mercado? ¿rige el principio de neutralidad tecnológica? Y, por otra parte, una vez tomada la decisión, ¿cómo reaccionar a los cambios tecnológicos que se produzcan mientras se tramitan los procedimientos de autorización y ejecución de los proyectos elegidos? ¿se cambia la tecnología, se asume su obsolescencia? En el ámbito de los servicios públicos, esta situación se corresponde con la cláusula de progreso; la diferencia es que no existe tal actividad publicitada y que la evolución tecnológica es mucho más rápida que el contexto en que esa cláusula fue delimitada.

### 3.2. Localización territorial (impacto ambiental)

El otro conflicto, análogo al que se plantea en territorio continental pero agravado por lo finito y reducido del territorio insular, es el relativo a dónde localizar las instalaciones de almacenamiento, en este caso las centrales hidroeléctricas reversibles y, como el anterior, qué criterios deben ser tenidos en cuenta para elegir un lugar frente a otro. Como en otros sitios, lo que se plantea es una controversia de hondo calado: si la protección ambiental —de los recursos naturales— puede frenar o incluso impedir la puesta en marcha de las actuaciones necesarias para llevar a cabo la transición energética que requiere la descarbonización de la economía.

En cierta medida, ese debate explica la incertidumbre legislativa en las islas sobre quién y cómo decide la ubicación de esas instalaciones. La Ley del Sector Eléctrico de Canarias de 1997 lo encomienda al Gobierno autonómica mediante su declaración como actuación de interés general, por tanto, mediante acto autorizatorio sin plan previo. Por su parte, la Ley del Suelo y de los Espacios Naturales Protegidos de 2017 lo atribuye a los Cabildos Insulares en tanto que determinación de los Planes Insulares de Ordenación, por tanto, vía planeamiento de ordenación territorial. Finalmente, sin derogación ni desplazamiento de las anteriores, la Ley de Cambio Climático de 2022 asigna esa tarea al *Plan de Transición Energética de Canarias*, que corresponde aprobar al Gobierno autonómico, a estos efectos, un planeamiento sectorial o especial. En la práctica, todos los mecanismos funcionan simultáneamente, lo que no es sinónimo de certidumbre jurídica.

A esos interrogantes se suma la evaluación ambiental de los planes y proyectos. Las reglas son las mismas que en la península puesto que se rige por la Ley de Evaluación Ambiental de 2013 y sus complementos (RDL 20/2022). No obstante, la fragilidad de la biodiversidad insular lleva, con mayor facilidad, hacia la denegación de la evaluación ambiental y, con ella, el rechazo de los proyectos —o su reconducción hacia la exclusiones previstas en la legislación de evaluación ambiental—, y mucho

menos hacia la adopción de medidas correctoras, alternativas o compensatorias que, de acuerdo con la normativa ambiental, es la vía más adecuada para viabilizar la implantación de las instalaciones que demanda la transición energética.

La experiencia en las islas, corta pero intensa, muestra que el almacenamiento de energías renovables no se escapa del conflicto territorial y ambiental —lo ejemplifica el conflicto político, social y mediático en torno a la construcción de la central de *Chira – Soria*—. E, igualmente, que la trascendencia de estas instalaciones (lucha cambio climático) lleva a no esperar por un plan previo que pondere las distintas opciones y adopte fórmulas equilibradas. Como se adelantó, la localización de las centrales de *Gorona del Viento*, de *Chira–Soria* y la propuesta en los *Barrancos de Guimar* fue decidida sin plan previo (tampoco EAE), sólo alguna mención en los Planes Hidrológicos Insulares.

En cuanto a las herramientas jurídicas para legitimar la instalación de plantas de producción de energías limpias, de lo que viene ocurriendo en Canarias cabe destacar que la imperiosa necesidad de avanzar hacia la descarbonización parece que lleva hacia una norma especial —que trate esas actuaciones como proyecto de interés público o general—, que permita su tramitación por un procedimiento urgente y abreviado, incluyendo la simplificación, si no exención, de evaluación ambiental, y que vincule su autorización con un título habilitante único que evite las demoras resultantes de la concurrencia de muchas Administraciones públicas. El riesgo es que la inevitable visión especializada oculte o desplace algunos equilibrios de especial trascendencia en territorios tan frágiles ambientalmente como los insulares.

### 3.3. Financiación (inversión y operación)

El otro asunto controvertido es el relativo al coste y financiación de las instalaciones de almacenamiento mediante centrales hidroeléctricas reversibles. Los datos principales son los siguientes:

— *Gorona del Viento* (El Hierro) tuvo un coste inicial de 82 mill/euros, de los cuales 35 mill/euros lo fueron con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. En funcionamiento desde 2014, la retribución que percibe lo es como «generador de energía eléctrica» conforme al régimen especial para territorios extrapeninsulares (la CNMC viene discutiendo su importe en razón de que la inversión ya está amortizada).

— *Chira – Soria* (Gran Canaria) —en construcción— tiene previsto un coste de 618 mill/euros (inicialmente 320, reconocido por la Administración 588 mill/euros en Orden TED/1243/2022). Se prevé el inicio de su actividad en 2026. La retribución que percibirá lo será como «instalación integrada en la red», inicialmente 72 mill/euros/año (costes regulados repercutidos en tarifa).

— *Barrancos de Guimar* (Tenerife) —en fase de borrador— tiene un coste aproximado de 800 mill/euros. Se dice que pueda entrar en funcionamiento en 2030. A

imagen de la central de *Chira – Soria*, su retribución lo será como instalación integrada en la red, no como generador de energía.

Como en los otros debates, la financiación —coste implantación y retribución de la actividad— plantea interrogantes que también están abiertos: a) ¿cómo y quién asume (debería asumir) estas inversiones: el operador, la tarifa eléctrica, los presupuestos generales?; b) una vez que entren en funcionamiento, ¿cómo debe retribuirse la actividad: como generación —en función de la electricidad incorporada red— o como actividad regulada —retribución tasada—? Y, en última instancia, ¿la adecuación de la tecnología elegida debe evaluarse comparando el coste de esta energía con el coste de la energía «convencional» —hoy por hoy, inferior—?

La Ley de Cambio Climático de Canarias nada dice sobre financiación de las instalaciones de almacenamiento, ni sobre fiscalidad. Pero, sin duda, se trata de un debate que debe ser puesto encima de la mesa, abordado y resuelto, porque la viabilidad de esas actuaciones y su funcionamiento pasa por aclarar esas cuestiones.

#### 4. EXPERIENCIA INSULAR CON EL ALMACENAMIENTO MEDIANTE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES

El funcionamiento de las centrales hidroeléctricas reversibles en las islas se puede sintetizar del modo siguiente: a) *Gorona del Viento* (El Hierro), en 2020, los 5 aerogeneradores —molinos— y la central hidroeléctrica atendieron el 100 por 100 de la demanda insular durante 54 días (la media fue el 41 por 100 del consumo anual), el resto fue atendido por la central diésel de Los Llanos; y b) *Chira-Soria* (Gran Canaria), se prevé que cuando entre en funcionamiento cubrirá el 35 por 100 del consumo de la isla, el resto de la demanda será atendida por energías renovables y, en todo caso, por las centrales térmicas de Jinámar y de Barranco de Tirajana.

En ambos casos se defiende esa realidad y su mayor coste por el impacto positivo en la reducción de la huella de carbono (CO<sub>2</sub>) y por la reducción que comporta en el consumo de productos derivados del petróleo. En otras palabras, la energía es más cara, pero es más limpia y menos contaminante. Ahora bien, como queda expuesto, el almacenamiento no evita la necesidad de seguir utilizando energía de origen fósil procedente de las centrales diésel tradicionales para poder garantizar la regularidad y seguridad del suministro de electricidad.

La situación descrita —fundamentalmente, la dependencia de centrales tradicionales— obliga a plantearse la siguiente pregunta: ¿más aerogeneradores y más centrales reversibles podrían reemplazar esa energía de origen fósil?

En el estado actual de la tecnología, la respuesta es negativa. El crecimiento de la generación renovable precisa de almacenamiento: la red actual no admite toda la producción y se vierte lo que no puede acceder. Las centrales hidroeléctricas reversibles tropiezan con el mismo problema: la dificultad para gestionar la energía. Si el viento se para, la central termina parándose. Esta realidad es más evidente en sistemas eléctricos pequeños, sin capacidad de interconexión, como son los insulares. Como

queda dicho, en estos es obligado contar con centrales tradicionales de respaldo. A regañadientes, lo reconoce Ley Cambio Climático Canarias: «2. Excepcionalmente, la autorización de nuevos grupos de generación con combustible de origen fósil, así como la renovación o ampliación temporal de autorizaciones ya concedidas... quedará condicionada a la garantía del suministro y siempre en función de que la demanda de energía eléctrica no pueda ser cubierta con generación de origen renovable en el momento de la autorización» (art. 45).

Esa realidad determina que, en las islas, salvo cambio tecnológico radical, el mix energético en 2040 será, aproximadamente, 30/40 por 100 de energía renovable, 30/40 por 100 de centrales eléctricas reversibles, y 20/30 por 100 de energía de centrales fósiles. La seguridad de las redes —por su reducido tamaño y aislamiento— y la garantía de suministro requieren de centrales de respaldo, mejor de GNL que de derivados del petróleo, pero en Canarias se ha rechazado el uso de gas natural, por tanto, mientras se construyen las centrales hidroeléctricas reversibles se seguirá produciendo el mismo CO<sub>2</sub> y luego, menos, pero se mantendrá. En consecuencia, la transición energética comporta una segunda paradoja —que contrasta con el discurso público—, la imperiosa necesidad de seguir contando con centrales de generación que emplean energías fósiles para poder garantizar la seguridad y la continuidad del suministro eléctrico.

En fin, valorado en su conjunto, el modelo de almacenamiento con centrales hidroeléctricas reversibles puesto en marcha en las islas implica refuerza un sistema eléctrico centralizado y planificado, en tanto integrado con la red de transporte y con costes regulados, una realidad que contrasta fuertemente con el modelo de almacenamiento diversificado y descentralizado, en régimen de mercado, que propugna la normativa europea en tanto más adecuado para la consecución de los objetivos de transición energética y descarbonización de la economía (Directiva 2019/944).

## 5. REFLEXIÓN FINAL

El almacenamiento de energía renovable es un medio imprescindible para la transición energética —tanto como potenciar la red de transporte y distribución, más en territorio continental—. A estos efectos, el almacenamiento a gran escala mediante centrales hidroeléctricas reversibles es una modalidad con tecnología madura, aunque existen otras alternativas con menor impacto territorial (baterías y centrales de hidrógeno). En todo caso, el almacenamiento no es suficiente para sustituir la producción de electricidad mediante energías fósiles —no sin interrupciones de suministro—; la utilización de centrales de respaldo, seguirá formando parte del suministro de energía eléctrica, sin que las instalaciones de almacenamiento sean suficiente para reemplazarlas. El tiempo dirá, en términos de coste de la energía, de impactos territoriales y de consecución de los objetivos de descarbonización, si aquél es el adecuado para los territorios insulares.

