



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



ANEXO:

Alegaciones detalladas al trámite de Audiencia e información pública sobre documentación incorporada a propuesta de Orden por la que se aprueba la retribución de la Instalación Hidráulica reversible de 200 MW Chira – Soria en Gran Canaria

1. **ANTECEDENTES** DEL COLECTIVO TURCON - ECOLOGISTAS EN ACCIÓN EN EL CUESTIONAMIENTO DEL PROYECTO DE BOMBEO REVERSIBLE DE SORIA Y LEGITIMACIÓN PARA PARTICIPAR EN EL PROCESO.

El “Colectivo Turcón - Ecologistas en Acción” es una asociación sin ánimo de lucro constituida en el año 1982 por ciudadanos preocupados por el medio ambiente en Canarias, teniendo una trayectoria de 40 años promoviendo y realizando todo tipo de actuaciones en defensa de la riqueza natural y cultural de Canarias.

Por ello el “Colectivo Turcón – Ecologistas en Acción” reúne todos los requisitos que el artículo 23 de la Ley 27/2006 que Regula los Derechos de Acceso a la Información, de Participación Pública y de Acceso a la Justicia en Materia de Medio de Ambiente (incorporando las Directivas 2003/4/CE y 2003/5/CE) establece para considerarla legitimada para el ejercicio de la Acción Popular, al tratarse de una persona jurídica sin ánimo de lucro, cuyo fin primordial es la defensa del Medio Ambiente, lo que lleva realizando de forma continuada e ininterrumpida desde su constitución, hace casi 40 años, en el ámbito territorial de la Comunidad de Canarias.

En el mismo sentido son de aplicación directa el Reglamento (UE) 1367/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a la aplicación de las disposiciones del Convenio Aarhus sobre el acceso a la información, participación del público en la toma de decisiones y acceso a la justicia en materia del medio ambiente, y el Reglamento (UE) 1761/2021 que modifica el anterior incrementando legitimación subjetiva a cualquier persona interesada.

Destacar que el Colectivo Turcón – Ecologistas en Acción lleva desde, prácticamente, el año 2007 poniendo en cuestión el Bombeo Reversible de Soria – Chira y el modelo energético que promueve.

Ha presentado alegaciones en los diferentes procesos abiertos (incluso desde la adjudicación a Unelco – ENDESA), ha organizado rutas de sensibilización para conocer los impactos en el territorio de la infraestructura que se pretende instalar, ha promovido publicaciones divulgativas sobre las presas y específicamente sobre la Presa de Chira. Ha presentado alegaciones al proyecto de forma independiente y de forma solidaria con la Federación Ben Magec – Ecologistas en acción Ha conseguido, a su vez, una sentencia judicial que obliga al Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria a dar acceso público al Estudio de Reconocimiento Geofísico de la Presa de Chira (cosa que aún no ha hecho) en aras de conocer los riesgos ambientales y de seguridad que puede plantear el Bombeo reversible. También ha elaborado un manifiesto público poniendo en cuestión al proyecto. Algunas de estas acciones se resumen en los siguientes enlaces:

<https://turcon.wordpress.com/2013/12/02/turcon-ecologistas-en-accion-presento-alegaciones-al-proyecto-de-central-hidroelectrica-de-bombeo-soria-chira/>



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



<https://turcon.wordpress.com/2014/05/02/central-hidroelectrica-de-gran-canaria/>

<https://turcon.wordpress.com/2015/02/24/turcon-presenta-en-telde-el-libro-simon-benitez-padilla-maestro-de-presas/>

<https://turcon.wordpress.com/2015/03/03/cronica-de-la-presentacion-del-libro-de-presas-de-gran-canaria/>

<https://turcon.wordpress.com/2018/01/25/turcon-publica-un-libro-relacionado-con-la-presa-de-chira/>

<https://turcon.wordpress.com/2019/04/01/no-nos-podemos-permitir-un-proyecto-energetico-chira-soria-a-cualquier-precio/>

<https://turcon.wordpress.com/2021/10/10/chira-soria-no-al-salto-al-vacio-somos-renovables-pero-no-de-esta-manera/>

A su vez, el Colectivo, ha manifestado su interés por participar en todos los procesos de planificación energética abiertos y en la evaluación ambiental de sus impactos. Uno de los últimos casos es el que se refiere a la evaluación ambiental estratégica del Plan de Transición Energética de Canarias 2030.

<https://turcon.wordpress.com/2022/08/11/turcon-solicita-participar-en-la-definicion-y-evaluacion-ambiental-del-plan-de-transicion-energetica-de-canarias-2030/>

Consideramos que estos planteamientos previos son fundamentales para entender la oposición social a este proyecto. Independientemente de su impacto ambiental (inasumible) y de las incertidumbres que genera para el sistema eléctrico de Gran Canaria, el Bombeo Reversible Soria – Chira, se trata de un síntoma, una consecuencia, de un modelo errado de transición energética que apuesta por la centralización de las energías renovables en macro-instalaciones eólicas y fotovoltaicas (en manos de escasos grupos financieros), extendiendo el impacto ambiental y la injusticia social a todo el territorio.

Este Colectivo apuesta por un modelo energético muy diferente donde las energías renovables descentralizadas y asociadas a los propios consumos de energía eléctrica, permitan realizar una mejor gestión de la demanda, estabilizando el sistema, y donde, probablemente, el Bombeo Reversible de Soria no tenga cabida.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



2. **ALEGACIÓN PRIMERA.** INCUMPLIMIENTO DEL PRINCIPIO DE MINIMIZACIÓN DE COSTES ECONÓMICOS, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y TECNOLÓGICA. AUSENCIA DE INFORMES TÉCNICOS-ECONÓMICOS QUE JUSTIFICAN LA CENTRAL DE BOMBEO, ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS, ANÁLISIS DE COSTES Y BENEFICIOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO SOBRE LA REPERCUSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO Y SU DEUDA.

Como se constata de los documentos expuestos, la Central de Bombeo Reversible Soria - Chira conlleva un alto riesgo económico para el sistema eléctrico motivado por los altos costes que conlleva su construcción (ampliada a **618 M€ como inversión provisional** en los documentos dispuestos a información pública, sin incluir las líneas de evacuación eléctrica y subestaciones o la necesidad de readaptación de las presas y el riesgo asociado) y unos costes explotación también con incertidumbre debido al alza de precios de los combustibles y los insumos.

La central de bombeo reversible (aunque este dato no se explicita en la documentación aportada) no podrá alcanzar unos mínimos de **eficiencia energética**, que se estiman en un **50%-60% como máximo**. Es decir, el sistema en su conjunto (sin incluir la desalación de agua de mar en la costa y su bombeo hasta el embalse de Soria) va a consumir el doble de la energía eléctrica que podría devolver al sistema con el salto hidráulico.

Según el propio operador del sistema y el Plan de Red de Transporte 2021-2026 (Del 38% al 42%), la mejora en la penetración de energías renovables es solo del 4% en el sistema eléctrico de Gran Canaria.

Las normas del sector eléctrico (Ley 24/2013, la Ley 7/2013 y el Real Decreto 738/2015) se sustentan en fomentar las energías renovables cuando sea técnicamente asumibles y supongan una reducción en el coste. Concretamente el Real Decreto 738/2015 reguló el concepto retributivo adicional para que se tuviera en consideración todos los costes específicos de los sistemas eléctricos aislados y primara la reducción de costes, la eficiencia energética y tecnológica.

A fecha actual después de haber concedido todas sus autorizaciones administrativas no existe informe de viabilidad técnica y económica que justifique la implantación de la Central de Bombeo Reversible, ni un análisis de alternativas tecnológicas orientadas a minimizar costes y maximizar la eficiencia tecnológica disponible en el mercado que atendiese la realidad estructural del sistema eléctrico canario, ni se dispone de un análisis coste-beneficio realizado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que garantice la convergencia de ingresos y gastos y la sostenibilidad financiera, que no habrá desajustes negativos en el sistema eléctrico y que no impactará de forma negativa en la deuda eléctrica.

La Central de Bombeo Reversible Soria - Chira no tiene la consideración técnica y legal de renovable, ni supondrá una reducción de costes, existen otras alternativas con costes inferiores para lograr la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables. De hecho, si la integración de energías renovables se realiza de forma descentralizada y asociada a las demandas de energía eléctricas insulares, por ejemplo fotovoltaica exclusivamente sobre cubiertas de edificios y parques eólicos debidamente dimensionados para equilibrar las demandas energéticas de determinados sectores (turístico, industrial agrícola, producción y gestión de recursos hídricos, etc.) con cargas parcialmente gestionables e implantación de microrredes eléctricas inteligentes se podrán obtener mejores resultados, a un menor coste económico y ambiental y para beneficio de la ciudadanía en general de la Isla y no sólo de los grupos financieros que están apostando fuertemente por las macrohuertas solares sobre suelo (400 hectáreas en suelo agrícola sólo en el Este y Sureste de Gran Canaria) o grandes parques eólicos en tierra y marinos con fines meramente especulativos.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Según el RD 738/2015 los regímenes económicos previstos permitirán la obtención de una retribución adecuada, no obstante, Red Eléctrica de España no está conforme y en su informe de alegaciones **advierte que si no se reajusta la retribución la central de bombeo no es viable económicamente**. Cabe recordar que en 2014, **Endesa** dudaba sobre la viabilidad de Chira Soria por los mismos motivos que alega ahora **Red Eléctrica de España**, con la diferencia que en entonces se estimaba el coste de la inversión en **250 M€** y se le impuso su renuncia y posterior traspaso a Red Eléctrica, y actualmente ya se propone **618 M€** como inversión provisional.

Por otro lado, según borrador de la Orden de Chira Soria (febrero 2022), el coste de inversión provisional era de **409 M€** y la **retribución económica** durante todo el período concesional (**50 años**) superaría los **1.500 M€**. La energía potencial del agua acumulada a partir del bombeo, anualmente, se estimaba en 121 GWh. La parte fija de la retribución era del 91,1% y la parte variable del 8,9% y el coste de almacenamiento era de 257€ MWh.

Con la **nueva documentación** aportada, **declarada confidencial**, resulta imposible recalcular cuál será la retribución económica total. No obstante, **considerando las nuevas pretensiones de Red Eléctrica** relativa a la revisión de precios y la modificación de la tasa de retribución financiera, **se puede deducir que la nueva retribución económica** de la central de bombeo **podría alcanzar los 3.000 M€**, más aún, cuando Red Eléctrica de España indica en su informe que los ingresos del sistema eléctrico rondará los 2.500-3.500 M€, por lo que es deducible que Red Eléctrica está intentado convencer sin garantías suficientes que habrá convergencia de ingresos y gastos. Todo ello con un alto grado de incertidumbre, como reconoce el propio documento de Red Eléctrica, por el alza de precios y otros aspectos de alto riesgo como la construcción de la caverna.

La novedad que introdujo el Real Decreto 738/2015 es que se cambia el enfoque dado al régimen retributivo adicional, pasando de un modelo basado en el reconocimiento de los costes incurridos para el ejercicio de la actividad a un modelo que prime la eficiencia tecnológica, de gestión y mejora continua de las instalaciones.

Este precepto con la Central de Bombeo Reversible Soria - Chira no se cumplirá, al no garantizarse la “separación efectiva” de las actividades de suministro y generación de las actividades de la red. No se ha primado ni premiado la eficiencia tecnológica, de gestión y mejora continua de las instalaciones. Parece evidente que el objetivo del borrador de retribución (febrero 2022) va orientado a minimizar el impacto de posibles conflictos de intereses, desvirtuándose y pasando a segundo plano reducir costes, la correcta gestión y mantenimiento de las instalaciones.

Lo que se desprende de las alegaciones de Red Eléctrica no es solo la situación de crisis global y que nos afecta a todos/as, es que las normas que regulan la retribución económica no les permite alcanzar la máxima rentabilidad, aunque en sus prácticas publicitarias engañosas su prioridad declarada fuera *combatir el cambio climático* (¿A costa de una carga artificial como el bombeo reversible y una eficiencia de poca más del 50%?).

En nuestra opinión, **el Ministerio** de Transición Ecológica y Reto Demográfico del Gobierno de España **no debería aceptar** lo que no está previsto en el RD 738/2015 y la multinacional **Red Eléctrica debería asumir el riesgo económico** de su propuesta o, en buena lógica, **desestimar definitivamente el proyecto**.

Sus cuentas anuales en los últimos 5 años son concluyentes de su buena situación económica-financiera y capacidad para afrontar supuestamente los riesgos de su nueva aventura empresarial de “*almacenamiento energético*” sin intentar cargar al sistema público con tales riesgos.

No podemos dejar de insistir, que la titularidad de centrales de bombeo en las islas, impuestas por el artículo 5 de la Ley 17/2013 a Red Eléctrica, no garantiza la proclamada “separación efectiva”



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



exigida por la Unión Europea. Sin una separación efectiva entre las redes y las actividades de generación y suministro existe un riesgo intrínseco de discriminación y en lo que se refiera a los incentivos para invertir adecuadamente.

A todo esto se añade que aún no se ha transpuesto al ordenamiento jurídico español la Directiva 2019/944 del mercado interior de la electricidad, por cuanto existe un riesgo de multa con base a lo establecido en el artículo 260.3 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

Por tanto, de forma cautelar, **se debería haber suspendido el actual procedimiento de orden de retribución Chira Soria, la efectividad de las autorizaciones ya concedidas por el Gobierno de Canarias y el Consejo Insular de Gran Canaria y paralizar las obras de construcción que Red Eléctrica de España está llevando a cabo en el Barranco de Arguineguín;** hasta tanto la Dirección General de Energía de la Comisión Europea constata su conformidad con el ordenamiento comunitario.

La central de bombeo reversible Chira Soria (Soria – Chira en la dirección de bombeo) se clasifica en categoría A como instalación de generación: hidroeléctrica no fluyente que utiliza como fuente de energía de hidrocarburos y con aportaciones de agua desalinizada, operando por el régimen retributivo adicional. A cada instalación tipo le corresponderá un conjunto de parámetros retributivos que se calculan por referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada. En el caso de Chira Soria está clasificada en el grupo I, y el régimen económico y administrativo de las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema en territorios no peninsulares se regula en el Título VII del RD 738/2015.

3. **ALEGACIÓN SEGUNDA.** NO CONFORMIDAD CON LOS DATOS DECLARADOS CONFIDENCIALES.

Con fecha 16/08/2022 se solicitó a esa Dirección General de Energía del Ministerio de la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ampliación de plazo para presentar alegaciones y toda documentación necesaria para fijar la retribución e Informe de alegaciones de Red Eléctrica de España completo que incluyera acceso a todos los datos. Se amplió el plazo hasta el 02/09/2022, si bien, no se ha dado acceso a los datos necesarios.

En la Propuesta de Orden por la que se aprueba la retribución de la instalación hidráulica reversible de 200 MW, Chira-Soria Gran Canaria (febrero 2022) se incorporaban todos los datos económicos para poder efectuar el recálculo de la retribución que se abonará a Red Eléctrica de España durante la concesión administrativa, llegando esta parte a la conclusión que la inversión ascendería a 409 M€, que la retribución económica durante 50 años ascendería a más de 1.500 M€ al sistema eléctrico, la energía almacenada anualmente es de 121 (GWh), que la parte fija de la retribución es 91,1%, la parte variable de retribución 8,9% y el coste de almacenamiento era de 257€ MWh.

Con la nueva documentación incorporada **no se permite el acceso a los datos económicos por clasificarlos como confidenciales**, no obstante, en el presente expediente no consta documentación acreditativa relativa a la solicitud formulada por los licitadores y operadores económicos requiriendo la confidencialidad conforme al artículo 28 del Real Decreto-ley 3/2020, de 4 de febrero, de medidas urgentes por el que se incorporan al ordenamiento jurídico español diversas directivas de la Unión Europea en el ámbito de la contratación pública en determinados sectores, por lo que no está correctamente justificada la clasificación de confidencialidad de los datos económicos, lo que impide a esta parte presentar alegaciones adecuadas sobre la retribución económica que percibirá Red Eléctrica de España durante el periodo concesional y que repercutirá



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



directamente a los consumidores y a los presupuestos generales del Estado (sobrecostes de generación de electricidad en las islas).

Por otro lado, tal y como señala Red Eléctrica en relación a la tramitación del proyecto todas las licitaciones se han tramitado a través de “proceso de licitación abierto con recepción de oferta” todas se recibían a finales de marzo de 2022. A este respecto, en las licitaciones de instituciones de la UE y Estados Miembros de la UE y Estados signatarios del Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo, no serán confidenciales los datos cuando las ofertas hayan sido tramitadas mediante procedimientos abiertos o restringidos en los que ya se haya producido la apertura de proposiciones. Si el procedimiento para adjudicar el contrato no es ninguno de los anteriores o no se ha producido la apertura de las ofertas hasta que exista una resolución de adjudicación para no perjudicar la dinámica e intereses de la licitación. Por tanto, desde el momento en que se produce la apertura de sobres la oferta económica deja de ser confidencial. (Resolución del Consejo de 9 de enero de 2020 (R/AJ/131/19, FACTOR IDEAS INTEGRAL SERVICES).

Considerando que en marzo de 2022 finalizó la recepción de las ofertas y era el fundamento de Red Eléctrica para solicitar la confidencialidad y que el presente trámite de audiencia pública se inició el 10/08/2022 no se alterará el proceso de licitaciones.

Por otro lado, entendemos que **al aludir, Red Eléctrica, al secreto comercial** con relación a la estimación de costes y estrategia comercial **no efectúa un detalle claro de las consecuencias, limitándose a indicar que afectará a su cuenta de resultados**. Son argumentaciones genéricas y de carácter global sin que se pruebe la posible afección.

La confidencialidad no puede convertirse en un impedimento para la averiguación de los hechos, en el sentido de que no procedería declarar confidencial la documentación que contuviese información necesaria para probar los hechos objeto del expediente. Consideramos que **la declaración de confidencialidad de los datos causa indefensión y vulnera los intereses legítimos para presentar alegaciones** adecuadas, justificadas, recalcar la retribución económica conforme a la nueva realidad económica del proyecto y conocer la repercusión real sobre el sistema eléctrico a medio y largo plazo, y, por tanto, **vulnera el interés general**. Desconocemos cuál será el nuevo valor propuesto €/MW, y el importe de operación y mantenimiento fijo anual.

4. **ALEGACIÓN TERCERA**. NO CONFORMIDAD CON LA REVISIÓN DE PRECIOS.

El único dato económico que se ha dado a conocer es que el nuevo coste de inversión provisional previsto asciende a 618 M€, lo que supone 209 M€ más respecto a la propuesta anterior.

El aumento solicitado por Red Eléctrica de España es muy significativo ya que representa más del 50% con respecto al borrador de propuesta de retribución, que ascendía a 409 M€ en febrero de 2022, y que derivaba de la propuesta de Red Eléctrica de España presentó ante el Ministerio de la Transición Ecológica por importe de 469 M€ en febrero de 2021. A este respecto, realizamos las siguientes observaciones:

- Tal y como establece el artículo 74.4 del Real Decreto 738/2015 “*En ningún caso se podrán aprobar valores de la inversión de la instalación, valores unitarios de operación y mantenimiento variable, ni valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación que sean superiores a los especificados en la propuesta remitida por el operador del sistema*”, por lo que los valores máximos de la inversión a retribuir no podrán superar los 469 M€.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLOGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



Tampoco cabe la aplicación de la excepción prevista en el mismo precepto y que establece *“Si transcurrido un periodo superior a un año desde la aprobación de la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo de fijación de parámetros retributivos, no se hubiera dictado autorización administrativa y se hubieran producido circunstancias o hechos que alterasen las condiciones bajo las cuales se dictó la citada orden, el operador del sistema podrá solicitar la modificación de dichos parámetros. A tal efecto, el operador del sistema remitirá solicitud motivada aportando en su caso una nueva propuesta de valor de inversión, de valor unitario de operación y mantenimiento variable y de valor unitario de la anualidad de costes de operación y mantenimiento fijos”*, ya que el proyecto de Bombeo Reversible Chira Soria dispone de Resolución de autorización administrativa nº 1684/2021, de 14 de diciembre. Ya lo indicó la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia en su Informe INF/DE/025/22 de 16/06/2022.

- No aplica al presente procedimiento, ni le resulta de aplicación a Red Eléctrica, las normas a las que hace mención en su informe de alegaciones relativas a revisión de precios, en particular las referencias de indexación económica y a la Ley 2/2015, de 30 de marzo y el Real Decreto 55/2017 que se aplican en el ámbito de la contratación pública y que Red Eléctrica en su escrito de alegaciones pretende equiparar, no se sostienen ya que la titularidad de la Central de Bombeo Reversible Chira Soria fue una imposición monopolística por orden ministerial y en ningún caso equiparable a una contratación pública y a sus principios de igualdad, no discriminación y transparencia. El Real Decreto 738/2015 tampoco prevé la revisión de precios, y en todo caso, se fijaría por real decreto aquellos supuestos donde cabe aprobar estos sistemas de revisión de precios por lo que consideramos que la nueva propuesta de Red Eléctrica no es susceptible de revisión y no se puede aplicar el artículo 6. Régimen aplicable a la revisión de precios y las tarifas de los contratos a los que es de aplicación el Texto Refundido de la Ley de Contratos del Público.
- Cabe mencionar que el objetivo de la Ley 2/2015 fue establecer un régimen basado en que los valores monetarios no sean modificados. Solicitamos que se evalúe con rigor técnico el impacto económico y presupuestario, y en su caso se incluya en la memoria de análisis de impacto normativo, ya que en los fundamentos de la Ley 2/2015 reconoce que la indexación, práctica que permite modificar los valores monetarios de las variables económicas de acuerdo con la variación de Índice de Precios de Consumo, tiende a generar una inflación más elevada y favorece su persistencia en el tiempo, aun cuando desaparece la causa inicial que generó el incremento de precios. Adicionalmente, la indexación favorece la inercia en la evolución de los precios, con el consiguiente perjuicio en la competitividad de la economía. La indexación, por tanto, tiene a generar una inflación más elevada y persistente genera costes económicos; entre otros desvirtúa la información que debe transmitir los precios, dificulta la concertación de contratos a largo plazo y deteriora la competitividad. La inclusión de cláusulas de indexación supone en la práctica impedir que esto ocurra de forma eficaz.
- Solicitamos se valore también la política de gestión de riesgos de Red Eléctrica, y en su caso, la existencia de instrumentos de cobertura del riesgo que minimicen el impacto sobre costes. Cabe recordar que Red Eléctrica de España tiene una filial al 100%; Reaseguros, S.A. para poder reasegurar los riesgos de las actividades garantizando un mejor acceso a los mercados internacionales.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



- No podemos obviar que las retribuciones económicas del sistema eléctrico impactan en los consumidores y en los Presupuestos Generales del Estado (extracoste), tampoco que la actual inestabilidad económica y en particular la elevada inflación afecta directamente a todos los consumidores, resultando desproporcionado que las multinacionales eléctricas no asuman ningún riesgo y ventura, y todas las consecuencias negativas de su actividad económica siempre sean repercutidas a las cuentas bancarias de los consumidores, mientras sus cuentas de resultados y beneficios engrosan su patrimonio. Si se analiza la información económica financiera de Red Eléctrica de los últimos 5 años¹ se puede comprobar sus beneficios, su importe neto de cifra de negocios muy estable, y su patrimonio neto experimenta un crecimiento continuo. En el último ejercicio superó los 740 M€, sus ventas ascienden a 2.000 M€ y su patrimonio neto en 5 años ha aumentado un 33%, por lo que resulta confuso que Red Eléctrica en sus alegaciones concluya que “*la rentabilidad de este proyecto se situaría a niveles imposibles de afrontar si no se reajusta el cálculo de la retribución*”, e incluso solicite cuestiones no previstas en el RD 738/2015.
- **En consecuencia de lo anterior, Red Eléctrica debería abandonar el proyecto y no pedir una retribución reajustada para garantizar sus beneficios privados en detrimento del interés público.**

5. **ALEGACIÓN CUARTA.** NO CONFORMIDAD CON LA MODIFICACIÓN DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA PREVISTA EN EL ARTÍCULO 26 Y 77 DEL RD 738/2015.

Red Eléctrica manifiesta que “*El proyecto se enfrenta a un riesgo evidente de naturaleza regulatoria y presupuestaria. Si el coste final del proyecto se desvía del valor provisional aprobado, se generará un margen negativo equivalente al 50% de la desviación, que impedirá conseguir una rentabilidad razonable para este proyecto. Adicionalmente, el valor de inversión reconocido no podrá ser superior al 12,5% del valor provisional aprobado. Esto quiere decir que desviaciones superiores al 25% sobre dicho valor provisional serían asumidas íntegramente por REE*”.

El régimen retributivo de centrales de bombeo de titularidad de Red Eléctrica se regula en el artículo 77 del RD 738/2015 y establece que seis meses desde la autorización de explotación se aportará auditoría sobre la inversión realizada y se dictará resolución aprobando:

- a) *El valor de la inversión reconocida al grupo i, calculada, en su caso, según lo establecido en el artículo 26.*
- b) *La vida útil regulatoria durante la cual la instalación tendrá derecho a percibir la retribución prevista en este título.*

El artículo 26 establece el cálculo de la inversión reconocida:

¹ <https://www.ree.es/es/accionistas-e-inversores/informacion-financiera/cuentas-anuales>



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



Se calculará mediante su comparación con el valor estándar de la inversión, sin perjuicio de lo establecido en la disposición adicional segunda para el primer periodo regulatorio, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$VI = Vli, \text{ auditada} + 1/2 (VI, \text{ estándar} - Vli, \text{ auditada}) - AYt$$

Donde: a) Vli, auditada: valor auditado de inversión del grupo i. No obstante, lo anterior, se establece un tope al valor máximo de Vli, auditada que será el 125 por ciento del valor estándar de la inversión.

(...)

Por tanto, el valor de la inversión reconocida será igual al valor auditado más el 50% de la diferencia entre el valor auditado y el valor provisional aprobado menos las ayudas públicas recibidas. Se establece un límite para el valor auditado que no podrá superar el 125% del valor del valor provisional.

A este respecto, REE propone:

- *Que la tasa de retribución financiera a considerar sea la de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable con régimen retributivo específico. **NO SE AJUSTA A LOS ARTÍCULOS 26 y 77 del RD 738/2015.***
- *Subsidiariamente, que en caso de utilizar como referencia la tasa de los grupos generadores con régimen retributivo adicional en los territorios no peninsulares, ésta se establezca como la vigente a la fecha de aprobación de esta Orden y se mantenga constante durante la vida útil de la instalación. **NO SE AJUSTA A LOS ARTÍCULOS 26 y 77 del RD 738/2015.***
- *Que en caso de no tenerse en cuenta las propuestas anteriores, se aplique un diferencial a la tasa de los grupos generadores con régimen retributivo adicional en los territorios no peninsulares de al menos 100 puntos básicos, que reconozca el riesgo diferencial de la instalación de Chira-Soria sobre esta actividad. **NO SE AJUSTA AL ARTÍCULOS 26 y 77 del RD 738/2015.***

Insistimos en que la propuesta de modificación de la tasa de retribución financiera solicitada por Red Eléctrica de España no está prevista en los artículos 26 y 77 del RD 738/2015. Tampoco ha sido considerada por la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia en su Informe INF/DE/025/22 de 16/06/2022. De la Memoria del Análisis de Impacto Normativo se deduce que ya ha sido valorado como alternativa por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico y no fue aceptada. La elección “es la de tomar una tasa de retribución similar a la de la generación en sistemas no peninsulares que perciben Régimen Retributivo Adicional y a la que se aplica a las redes de retribución y transporte ya que se trata de activos cuya retribución no está sometida a mercado”.

El riesgo al que alude Red Eléctrica para justificar la modificación de la tasa de retribución es constructivo, su retribución económica no estará sometida al riesgo de mercado ni posibles pérdidas de valor de un activo asociado a la fluctuación y variaciones en el mercado. Por tanto, Red Eléctrica debe soportar los riesgos e imprevisiones que pueden aparecer en el marco de su actividad. El RD 738/2015 se aprobó, evidentemente, en 2015 y REE era concededor del régimen de retribución y el

Colectivo Turcón Ecologistas en Acción

C/. Reyes Católicos 9
35200-Telde
turconsenderismo@gmail.com
www.turcon.es



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



riesgo de construcción de la caverna, como argumenta, no es una circunstancia sobrevenida e imprevisible.

Riesgo de tipo geológico y geotécnico:

En la documentación aportada, Red Eléctrica, argumenta y reconoce que:

“... este proyecto presenta un **riesgo constructivo** concreto y particular...”

*La construcción del aprovechamiento hidroeléctrico reversible del Salto de Chira incluye la **construcción de 12 km de túneles y de una caverna** de dimensiones 23,70 x 79,30 x 26,63 m a 450 m de profundidad.*

...la naturaleza y magnitud de estas obras subterráneas, junto con la naturaleza geológica de los terrenos afectados, determinan ya de por sí un riesgo geológico elevado y difícil de acotar. Los materiales volcánicos (piroclásticos y lávicos en el relleno de la caldera) son muy heterogéneos, discontinuos y difíciles de predecir a nivel constructivo.

*En los estudios de ingeniería realizados se relacionan el **conjunto de incertidumbres y riesgos de tipo geológico – geotécnico** y se realiza un análisis cualitativo de los mismos. **[CONFIDENCIAL].**”*

Por un lado, desde el Colectivo Turcón – Ecologistas en Acción, **no estamos conformes con la declaración de confidencial de este aspecto tan relevante.** En el expediente no consta su justificación.

Por otro lado, la **Dirección General de Seguridad y Emergencias del Gobierno de Canarias** durante la evaluación ambiental del proyecto indicó que:

- 1) **Se considera insuficiente la evaluación de los distintos tipos de riesgos** realizada, proponiéndose seguir una sistemática más rigurosa y clara, apoyándose en los apartados del Plan Territorial de Emergencias de Protección Civil de la Comunidad Autónoma de Canarias (PLATECA).
- 2) Considerando la singularidad de la caverna, **se propone una valoración por una institución especializada** como puede ser el Instituto Geológico y Minero de España (IGME).

El órgano ambiental solicitó al Instituto Geológico y Minero (IGME) pronunciamiento de experto a los efectos de poder disponer de elementos de juicio teniendo en cuenta que la fase de obras y de funcionamiento de este proyecto entraña, entre otros, elevados riesgos mineros, topográficos y geológicos conforme al artículo 40.4 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental indicándoles que “*si transcurrido dicho período no se hubiese recibido informe, se dará por terminada la evaluación de impacto ambiental ordinaria, notificando al promotor y al órgano sustantivo la resolución de terminación*”. **En el expediente de evaluación ambiental no consta respuesta del IGME.**

En el informe elaborado por la Fundación Agustín de Betancourt aportado por Red Eléctrica en julio de 2021 para subsanar deficiencias del expediente de evaluación ambiental se establecía que



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



“Dentro de los riesgos descritos, el que se considera que puede llegar a presentar mayor repercusión sobre el diseño actual, es la **expansividad**. (...) **Los datos de proyecto son muy limitados y se corresponden a 3 muestras** en las que o bien se han obtenido límites líquidos elevados, en el entorno de 80, o en los que **se ha detectado mineralogías potencialmente muy expansivas** (de la familia de las montmorillonitas). **En todos los casos las muestras se han localizado en sondeos alejados de los realizados en la caverna; no obstante, por las graves consecuencias que ello implicaría, se debería eliminar o acotar razonablemente como un riesgo potencial**. Con los datos actuales no es posible hacer una previsión realista del alcance de estos fenómenos, si bien puede observarse que los niveles en los que se han localizado síntomas, al menos en el caso del sondeo SC-2, **tendrían potencias de orden decimétrico a métrico (no centimétrico como se indica en proyecto)**. Asimismo, estos síntomas responden a la valoración de parámetros cualitativos (plasticidad o mineralogía), no existiendo datos cuantitativos al respecto obtenidos en laboratorio (presión máxima de hinchamiento o hinchamiento libre, por ejemplo)”.

El autor del informe hace referencia al Trasvasur y a la consecuencia de los graves incidentes vinculados con algunos niveles arcillosos enormemente expansivos (obras y reparaciones han durado 45 años).

La interpretación geológico-geotécnica que realizó Red Eléctrica de España se simplificó en exceso, en parte, por lo limitado de los datos de partida. Se dispone de 3 sondeos próximos a la caverna, de los cuales uno puede considerarse sobre ella y los 2 restantes en su entorno, llegando a alcanzar de la orden de la mitad de su altura. Esta longitud de sondeos cubre la totalidad de la bóveda, pero deja sin información gran parte de los hastiales (2/3) y la solera.

No podemos dejar mencionar que en el proyecto reformado presentado por Red Eléctrica en 2019 (modificado I) se desplazó la caverna a una zona con supuesta menor incertidumbre geotécnica, cuestión que podría explicar la falta de datos a la Fundación Agustín de Betancourt y que alude varias veces en su informe. La documentación que le fue entregada para su análisis se trataba de los pliegos de prescripciones técnicas de la licitación por lo que es probable que no conociera ese dato fundamental, ya que todos los sondeos de exploración, catas, geofísica y ensayos a diferentes profundidades se realizaron en 2017 y 2018 y del resultado de su análisis, Red Eléctrica desplazó las cavernas, pero no se volvieron a realizar nuevos sondeos.

Riesgo desde el punto de vista de la hidrogeología:

Por otro lado, la Fundación Agustín Betancourt aconsejó estudiar antes del inicio de las obras parte del macizo que va entre el embalse de Chira y la zona de la caverna por presentar permeabilidad más elevada y puede coincidir con zona elevada de *brechificación* de la roca. La Fundación muestra cierta preocupación y solicita:

- Inventario de puntos de agua para conocer la posible afección a la excavación a estos puntos;
- Instalación de 21 piezómetros a distintas profundidades en 9 sondeos existentes;
- Se realicen dos nuevos sondeos (entre el embalse de Chira y la caverna);



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



- Realizar nuevos perfiles de tomografía eléctrica para correlacionar entre sí los nuevos sondeos;
- La instalación de piezómetros fuera de la zona del proyecto (aguas arriba de ambos embalses).

La Fundación Agustín Betancourt justificó la realización de un modelo hidrogeológico complementario para controlar las condiciones hidrogeológicas del macizo, disponer de nueva información geológica para incorporar al modelo realizado e interpretado y para prever que no vaya a producirse afecciones significativas sobre el medio natural.

El Colectivo Turcón – Ecologistas en Acción considera que estas actuaciones deberían haberse realizado antes de emitir la Declaración de Impacto Ambiental y conceder las autorizaciones administrativas para garantizar el cumplimiento del artículo 191 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea que establece que la política de medio ambiente debe contribuir, entre otras cosas, a la conservación, protección y mejora de calidad del medio ambiente, a la protección de la salud de las personas y la utilización prudente y racional de los recursos naturales, y que debe basarse en el principio de cautela.

Esto es, que la ausencia de pruebas científicas sobre los efectos negativos apreciables de un proyecto no puede servir para justificar la autorización de dicho proyecto. El principio de cautela implica que la ausencia de efectos negativos en espacios Natura 2000 debe quedar demostrada antes de que el proyecto pueda autorizarse. En otras palabras, si hay incertidumbre respecto a si se producirá alguna repercusión negativa, el proyecto no podrá autorizarse.

Conclusión:

Como conclusión de estos aspectos queremos resaltar que **el proyecto** de Red Eléctrica **incorpora un riesgo alto de construcción y posible daño a personas y medio ambiente** que no está claro quien asume (¿o lo asume implícitamente Red Eléctrica?) y **que puede suponer unos costes** para la sociedad, para el sistema público, **que no están debidamente cuantificados**. Por otro lado, **Red Eléctrica no quiere asumir las posibles pérdidas económicas** que conllevan su proyecto y su actividad económica. Red Eléctrica plantea resolver este asunto revisando precios y modificando la tasa de retribución financiera prevista por Ley **para así trasladar el coste económico**, por el alto riesgo al sistema eléctrico, **a los consumidores y los presupuestos generales del Estado**.

A nuestro juicio, **se trata de una injusticia social pretender trasladar todo el riesgo** y ventura de las multinacionales energéticas **a los consumidores**.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLOGISTAS
en acción



6. **ALEGACIÓN QUINTA.** NO CONFORMIDAD CON VARIOS CONCEPTOS RETRIBUTIVOS PARA EL RECONOCIMIENTO DE COSTES DE LA INVERSIÓN Y DE COSTES DE OPERACIÓN Y FUNCIONAMIENTO.

Tratamiento retributivo de los terrenos y masas de agua

No se puede reconocer como coste de la inversión el Agua y la Tierra. Los “terrenos y bienes naturales” (cuenta 220 del PGC) no tienen la consideración de bienes amortizables. Un terreno puede sufrir cierto deterioro por erosión, desclaves, cambio abrupto de relieve producto de derrumbes, hundimientos o continuas inundaciones. El agua embalsada puede sufrir pérdidas por evaporación, filtraciones o por el propio sistema de explotación que afecta también a su valor, pero no se consideran sujetos a amortización, por tanto, no se deberán tener en cuenta para el cálculo de la retribución por amortización de la inversión; por lo que se solicita la readaptación del párrafo tercero y cuarto del artículo 5 del borrador de la orden.

Por su especificidad, a continuación se procede a realizar un análisis específico sobre la consideración económico-financiera del agua. El coste económico del llenado de las presas con agua desalinizada para que la central de bombeo pueda operar constituye una masa de agua artificial valorada en 13,7 M€ (según borrador orden febrero 2022).

De la nueva valoración económica sólo se conoce lo siguiente:

“La ratio de 0,561 €/m³ basada en las ratios de producción de agua desalinizada en el sistema peninsular, no incluye el necesario bombeo de agua producto hasta la presa de Soria, con una longitud de 17 km y un desnivel de 300 m para el Bombeo I, y una longitud de unos 3 km y un desnivel de 350 m para el Bombeo II, lugar en el que se deposita para el fin hidroeléctrico contemplado en el Proyecto. Este bombeo de agua, desde la EDAM hasta la presa de Soria consta de dos bombes idénticos en cuanto a potencia (600 kW) y consumo energético, siendo los mismos de [CONFIDENCIAL], tanto para el bombeo I como para el bombeo II. Además, la estación de bombeo II tiene un coste fijo asociado a su operación que puede cifrarse en [CONFIDENCIAL]. Consideramos razonable que estos costes deben ser contemplados en la propuesta de modelo retributivo con el fin de corregir la ratio tomada por el MITERD para el agua peninsular, con el fin de complementar toda la cadena de producción y elevación de agua que comprende este Proyecto.”

A este aspecto hay que resaltar que el coste producción de agua desalada en Canarias en instalaciones de capacidad media, sin bombeo, puede estar del orden de 0,6 – 0,8 €/m³, pero con el reciente incremento de precios de los combustibles por la guerra en Ucrania puede llegar hasta 1 €/m³ en la práctica.

No obstante, la nueva masa de agua artificial tiene la consideración de activo, no de gasto. Una vez puesta en marcha la central, la depreciación de valor por pérdidas de evaporación, filtración y pérdidas físicas en la impulsión, tendría la consideración de depreciación y proceden correcciones financieras al respecto.

Las nuevas aportaciones de agua desalinizada que se realicen podrían capitalizarse atendiendo las normas de valoración contable de inmovilizado material, en concepto de renovación, al tratarse de operaciones mediante las que se recuperan las características iniciales del bien. Otra cuestión que está sin resolver es que, una vez finalizado el período concesional, Red Eléctrica dispondrá del activo Masa de Agua, pero no consta en ningún documento relativo a la concesión de



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



aprovechamientos de los vasos de las presas y de la EDAM, si Red Eléctrica procederá a su venta a terceros, si será una cesión gratuita o cuáles serán las actuaciones a llevar a cabo, por eso resulta también inevitable no retribuirle ya que podría duplicarse los ingresos en su cuenta de resultados.

Desconocemos los valores actualizados del terreno de la EDAM, el nuevo coste del llenado de los vasos, el coste de producción real por m³ de agua desalinizada, bombeada y elevada hasta Soria para poder realizar un análisis con valores actualizados del importe, o en su caso, a descontar. No existe justificación para que se oculte información a terceros interesados y legitimados en el procedimiento.

En base a lo expuesto se propone la siguiente redacción para el párrafo 3 artículo 5: *“el cálculo de los valores de inversión reales se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución. También se descontarán en este cálculo las instalaciones financiadas y cedidas por terceros, y los conceptos que no sean susceptibles de ser amortizados, entre los que se encuentran los terrenos **y las masas de agua**”.*

Tratamiento retributivo de desaladora y obra civil para el llenado de las presas

Consideramos que tampoco se debe reconocer el coste total de las inversiones para llevar el agua desalinizada a la presa de Soria. La EDAM tiene una capacidad de producción anual de 2,7 Hm³, pero 0,7 Hm³ del agua se destinará al Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria a un precio de venta igual al coste de producción, por lo que se debe descontar la parte proporcional que representa todas las inversiones que tengan por objeto llevar el agua desalada a la presa Soria cuyo fin sea distinto al bombeo hacia la presa de Chira, y sólo reconocer el 75 %. Como se han declarado datos confidenciales de forma injustificada tampoco podemos determinar el importe a descontar. Cabe recordar que la desaladora fue licitada y adjudicada antes de que se emitiera la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto y se concedieran todas las autorizaciones pertinentes. Y actualmente se está ejecutando la obra.

Tratamiento retributivo de los costes de operación y mantenimiento

Igualmente que en el apartado anterior, para todos los costes de operación y mantenimiento previstos para la EDAM y las infraestructuras hidráulicas para llevar el agua desalada hasta el embalse de Soria, como límite máximo se debería reconocer el 75%. Red Eléctrica en sus alegaciones relativas al tratamiento posterior del llenado de las presas indica que ha efectuado sus cálculos considerando el pleno funcionamiento (100%) de la EDAM con capacidad 2,7 Hm³.

Por otro lado, aunque las mermas por evaporación y filtrado podrían capitalizarse y quedar excluidas por no poder amortizarse la masa de agua, consideramos que este gasto soportado por Red Eléctrica, cuyo fin es mantener la masa de agua a niveles que haga operativa la central, se podría considerar como concepto retributivo.

Como conclusión destacamos que no se puede reconocer como coste de la inversión la masa de agua, ni el 25% de las inversiones y costes de operación y mantenimiento de EDAM e infraestructuras para impulsar el agua hasta la Presa de Soria. Solo se podrían reconocer los costes por las mermas por evaporación y filtrado.

Colectivo Turcón Ecologistas en Acción

C/. Reyes Católicos 9
35200-Telde
turconsenderismo@gmail.com
www.turcon.es



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



En este aspecto, también deberían valorarse las posibles pérdidas físicas de agua en la impulsión como penalización a Red Eléctrica por pérdida de eficiencia, igualmente en lo relativo a la eficiencia energética e hídrica de todo el proceso de desalación.

7. **ALEGACIÓN SEXTA.** ALMACENAR ENERGÍA Y VENDER AGUA SON ACTIVIDADES INCOMPATIBLES CON LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTISTA Y OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO. INCUMPLIMIENTO DE LA “SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES”.

En la publicidad alardeada por la Web <https://saltodechira.com> se utiliza el lema “El Salto de Chira: Una solución para dos problemas: Almacenar energía y Hace falta agua”.



En ese sentido hay que destacar que **el almacenamiento de energía y la venta de agua son actividades incompatibles con el gestor de la red de transporte y operador del sistema.** Por tanto, **el Ministerio** de Transición Ecológica y Reto Demográfico del Gobierno de España **no debería estar permitiendo la construcción** de la Central de Bombeo Reversible Chira Soria a Red Eléctrica de España.

En relación con el almacenamiento de energía:

En el ámbito de la Unión Europea el gestor de la red de transporte no poseerá, desarrollará, gestionará o explotará instalaciones de almacenamiento de energía conforme al artículo 54 de la Directiva (UE) 2019/944 del mercado interior de la electricidad. Para más quebranto al funcionamiento y normas del sector eléctrico, la Central de Bombeo Chira Soria no es un componente de red plenamente integrado y la titularidad a Red Eléctrica de España no se realizó conforme a un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio, se impuso por a Orden IET/728/2014, de 28 de abril conforme a Disposición Transitoria Segunda de la Ley 7/2013,



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

La Ley 17/2013, de 29 de octubre, no se sometió a informe preceptivo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y Consejo de Estado. El artículo 5 de la Ley 17/2013 establece que *“en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares las instalaciones de bombeo tendrán como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables. En estos casos, la titularidad de las instalaciones de bombeo deberá corresponder al operador del sistema”*.

¿En qué casos la Central de Bombeo no tiene esa finalidad? Dichos preceptos no dan garantías del cumplimiento de <separación efectiva> entre las redes y las actividades de generación y suministro regulada en la Directiva UE 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. **La imposición por orden ministerial benefició a una única empresa y una única tecnología y/o modelo** pudiendo constituir Ayudas de Estado incompatibles con el mercado sin notificar a la Unión Europea al generar ventajas competitivas y distorsionando el mercado interior de la electricidad al monopolizar el almacenamiento masivo de energía en la isla de Gran Canaria, **además de promover un sistema eléctrico ineficaz** que generará conflicto de intereses entre productores, suministradores, gestores de las redes de transporte y los propios consumidores con capacidad de gestión de la demanda **y no genera incentivos para inversiones en otro tipo de sistemas de almacenamiento de energía, sistemas térmicos con más capacidad de regulación, gestión de la demanda descentralizada o microrredes eléctricas inteligentes**, ni garantiza el acceso de nuevos operadores en el mercado.

Realmente solamente prima al sector de las grandes infraestructuras de energías renovables (eólica y solar sobre suelo agrícola) capitalizadas por grupos financieros y grandes eléctricas en detrimento de los intereses locales de la sociedad canaria y el interés de lo colectivo, de los bienes comunales como el sol, el viento y el agua.

Por otro lado, la Dirección General de Energía de la Comisión Europea no ha decidido si admitir la excepción solicitada por la Secretaría de Estado de Energía del Gobierno de España en relación a la excepción de la normativa del sector eléctrico de aplicación a los territorios no peninsulares. (Ref. Aves (2020)7025421-23/111/2020) conforme al artículo 66 de la Directiva UE 2019/944 y artículo 64 del Reglamento 2019/943 del mercado interior de la electricidad, y por tanto, no se ha dictado ni publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea la Decisión. A este respecto, el artículo 22 de la Ley de Procedimiento Administrativo Común le permite suspender procedimientos administrativos *“Cuando deba obtenerse un pronunciamiento previo y preceptivo de un órgano de la Unión Europea, por el tiempo que medie entre la petición y la notificación del pronunciamiento de la administración instructora” “Cuando exista un procedimiento no finalizado en el ámbito de la Unión Europea que condicione directamente el contenido de la resolución de que se trate, desde que se tenga constancia de su existencia hasta que se resuelva”,* y estamos ante un supuesto previsto legalmente. Considerando que el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista (Excepción Ibérica) y otras normas similares no se han aplicado hasta la autorización por la Unión Europea.

Por lo expuesto, podemos considerar que va en contra las normas de la Unión Europea construir la central de bombeo a sabiendas de su injusticia, por lo que **fundamentamos y solicitamos, nuevamente, se suspenda el presente procedimiento, su resolución y la ejecución de las**



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



obras que se están llevando a cabo por Red Eléctrica de España en el Barranco de Arguineguín hasta la Decisión de la Dirección General de Energía la Comisión Europea conforme al artículo 66 de la Directiva UE 2019/944 y artículo 64 del Reglamento UE 2019/943 del mercado interior de la electricidad.

En relación al Agua:

Con la nueva documentación incorporada al expediente Red Eléctrica de España intenta limitar el uso de la desalinizadora exclusivamente a la actividad de la central de bombeo Chira Soria, no obstante, lo cierto es que el Cabildo de Gran Canaria y el Consejo Insular de Aguas han publicitado en todos los medios de comunicación que: *“la central de bombeo solucionará problemas hídricos de la Isla de Gran Canaria y que el agua de la desaladora se destinará a la agricultura y a la gestión forestal”²*.

Exponemos a continuación algunas referencias publicitarias del Cabildo de Gran Canaria y el Consejo Insular de Aguas:

- *¿Con este proyecto va a haber agua para todos? El agua que sale de la planta desaladora y llega hasta el embalse de Soria, que es el embalse inferior del aprovechamiento hidroeléctrico. Esa agua está diseñada y programada para atender nuestra demanda de agricultura, aquí, principalmente en medianías y cumbre. Jefe del Proyecto <https://saltodechira.com>*
- *¿Se puede usar esa agua en caso de incendios forestales? Sí, está previsto que sea un recurso frente a los incendios y que además pueda ser utilizada para la reforestación. Jefe del Proyecto <https://saltodechira.com>*
- *“El Cabildo garantiza a los agricultores el agua de riego con la central Chira Soria”. (<https://www.laprovincia.es/gran-canaria/2020/11/11/cabildo-garantiza-agricultores-agua-riego-22987787.html>). El agua no está solo garantizada para los agricultores de la cuenca del barranco de Soria. Y es que de los 2,7 millones de metros cúbicos de agua que es capaz de generar la central, el excedente de 700.000 metros cúbicos: “es el que el Cabildo va a elevar hacia Tejeda y Artenara, garantizando también el abastecimiento de esas zonas”.*
- *El Cabildo teje la red para aprovechar el excedente de agua del Salto de Chira (<https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/cabildo-teje-aprovechar-20211015200057-nt.html>) Los 700.000 metros cúbicos anuales que REE suministrará al Cabildo desde que la desaladora de la central de Chira empiece a operar equivalen a un año de riego agrícola entre Tejeda y Artenara y a dos años de abastecimiento público para los dos municipios.*
- *...Etc.*

² Afirmación totalmente inexacta, dada la complejidad de los problemas del agua en Gran Canaria, y la clara intención de generar confusión y publicidad engañosa con ese precepto.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLOGISTAS
en acción



En el Pliego de Cláusulas del concurso para el otorgamiento de concesión de las aguas embalsadas y vaso de la presa de Chira y Soria con fines hidroeléctricos se estableció:

- *El concesionario vendrá obligado en el plazo de cinco años desde el inicio de la explotación a tener embalsadas aguas propias en la presa de Soria en un volumen equivalente a 5 Hm³, y al mantenimiento de este volumen durante todo el periodo de explotación añadiendo anualmente los volúmenes perdidos por evaporación, filtraciones o por el propio sistema de explotación del salto. Para ello, el concesionario viene obligado, en el plazo máximo de tres años a la ejecución y explotación de **una planta desaladora de agua de mar (EDAM) en la zona costera de esta cuenca, capaz de generar un volumen anual mínimo de 1,8 Hms³**, así como la impulsión y conducción necesaria hasta la Presa de Soria para la elevación de los volúmenes necesarios. En todo caso, las aguas aportadas por el concesionario deberán ser adecuadas para el uso agrícola y/o de abastecimiento, de modo que en caso alguno las mismas serán de peor calidad a las embalsadas en este momento inicial.*
- *El concesionario pondrá a disposición del CIAGC los volúmenes excedentarios producidos en la EDAM instalada e impulsados a la presa, no necesarios para los fines del párrafo anterior, para colaborar en la generación de recursos hídricos a las demandas agrarias a un precio equivalente al PVP fijado en la Ordenanza vigente de precios del CIAGC para este tipo de aguas en uso agrario menos el 15%.*

La Estación Desaladora de Mar (EDAM) inicialmente prevista tenía una capacidad de 1,8 Hm³ (2011) fue en el proyecto modificado 2 del proyecto (2020) que la EDAM pasaría a tener una capacidad de 2,7Hm³. Es deducible que la ampliación de 0,2 Hm³ podrá obedecer a cuestiones técnicas relativas a evaporación y filtrado, pero los 0,7 Hm³ es claramente para el riego y reforestación y así ha quedado constatado públicamente, aunque dichos acuerdos o negociaciones entre el Consejo Insular de Aguas y Red Eléctrica nunca fueron sometidos a información pública y la única referencia sobre la cesión sea que “*el concesionario pondrá a disposición del CIAGC los volúmenes excedentarios*”.

Este nuevo documento aportado por Red Eléctrica de España contradice lo indicado hasta ahora por autoridades públicas y medios de comunicación. En el propio documento, apartado 4.4 Tratamiento del agua tras el llenado inicial se hace mención expresa a que:

“La estación desalinizadora ha sido dimensionada por lo tanto atendiendo, exclusivamente, a las necesidades eléctricas. Su capacidad de tratamiento garantiza la disposición del volumen mínimo para la entrada en operación en condiciones óptimas, así como, la reposición de las mermas calculadas en base a las series históricas disponibles más un margen de seguridad que permita afrontar incertidumbres relacionadas con el cambio climático (pluviosidad, temperatura)”.

Si esto es así, no se explica la publicidad engañosa de los 700.00 m³ al año para riego y reforestación y que el operador del sistema eléctrico pueda ejercer como productor de agua para fines distintos al uso hidroeléctrico

Red Eléctrica intenta desmarcase de su nueva figura como gestor de los 2 embalses más grandes de Canarias. En la práctica se convierte en el poseedor de los derechos sobre las aguas embalsadas. El agua no se cederá de forma gratuita al Cabildo. En la práctica “se vende” a un precio estipulado, que es el coste de producción.

Colectivo Turcón Ecologistas en Acción

C/. Reyes Católicos 9
35200-Telde
turconsenderismo@gmail.com
www.turcon.es



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



Así lo recoge y reconoce Red Eléctrica en su documento:

“En el caso de que se dispusiera de agua excedentaria y fuera solicitada por el Cabildo, este asumirá los costes de producción de la misma. No se produce por lo tanto venta de agua, una figura incompatible con la actividad del Operador del Sistema. Visto desde un punto de vista contable, el resultado de la “cuenta de explotación de la EDAM” siempre será cero”.

Red Eléctrica oculta los datos, pero es inevitable, el agua que se venderá a los agricultores será la más cara del mercado del agua debido a sus altos costes de producción, transporte, etc. Todo ello con energía fósil. Según nuestras estimaciones **el coste del metro cúbico desalado puesto en el Embalse de Soria puede superar los 2 €/m³**, coste muy superior será el del agua puesta en Tejeda o en Artenara, si es que realmente se lleva a cabo esa iniciativa.

El tema del agua es delicado en las Islas y es fácil y tentador caer en el populismo. Toda la publicidad financiada por el Cabildo de Gran Canaria³ en los medios de comunicación ha tenido un efecto manipulador y engañoso sobre la población.

Los embalses de Chira y Soria son dos de los tres embalses más grande de toda Canarias y ponerlos **a disposición, hasta 75 años, de una multinacional eléctrica** puede comprometer la gestión hídrica del barranco de Arguineguín y de la Isla, al **no disponer libremente de esas infraestructuras para la gestión pública** de las aguas en la Isla de Gran Canaria y que se destine a los usos prioritarios. **50 – 75 años supera de entre 12 y casi 20 veces cualquier período electoral, mucho más que cualquier dictadura conocida.** Cuesta imaginar lo que puede evolucionar la tecnología de EERR y gestión de cargas descentralizadas, en ese período y la obsolescencia de la instalación propuesta. **¿No deberían someterse a referéndum decisiones de este calado?**

El informe de alegaciones de REE es claro, el agua desalada es “*aguas propias de REE*”. A partir de aquí se generan una serie de cuestiones, no resueltas:

¿Cómo se tendrá acceso al agua de lluvia?

¿Red Eléctrica dejará de desalar cuando le interese y haya recursos hídricos naturales?

¿Habrà que pagar a la multinacional eléctrica por el agua de lluvia?

¿Por qué el coste de producción de desalar, bombear y elevar el agua es un dato confidencial?

Consideramos oportuno que se establezcan mecanismos de control para evitar conductas abusivas o fraudulentas por la multinacional eléctrica o administraciones con el uso del agua y se prime el considerando primero de la Directiva del Marco del Agua: ***El agua no es un bien comercial como los demás, sino un patrimonio que hay que proteger defender y tratar como tal.***

³ El propio nombre de la campaña “Salto de Chira”, intentando poner el foco en la energía hidroeléctrica y obviando el “Bombeo de Soria”, claramente buscar crear confusión en la ciudadanía que “cree” que se trata de un sistema de aprovechamiento de energías renovables y no una carga eléctrica artificial con recuperación sólo del 50% de la energía consumida.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



Por último, cabe mencionar que la Central de Bombeo Reversible Soria-Chira no está prevista, hasta ahora, en el Plan Hidrológico de la Demarcación de Gran Canaria.

Los embalses de Chira y Soria no están caracterizados como masas de agua superficiales en el Plan Hidrológico, por lo que no tienen objetivos y programas medioambientales, incumplimiento las exigencias que establece la Directiva del Marco del Agua. Además, la Declaración ambiental estratégica del Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030 establece que *“Todas las actuaciones derivadas del plan que se desarrollen en masas de agua, como los bombeos hidráulicos o la implantación de sistemas de almacenamiento con tecnología de bombeo hidráulico, se realizarán de acuerdo con lo establecido en los correspondientes planes hidrológicos de cuenca y siempre considerando la viabilidad ambiental de los proyectos, se situaran fuera de Red Natura 2000 y/o espacios protegidos, así como de cualquier otra «zona protegida» de las incluidas en los correspondientes planes hidrológicos”*.

Por tanto, el proyecto incumple con los aspectos relativos a la planificación hidrológica y protección del medio exigido por la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España para llevar a cabo el Plan Nacional de Energía y Clima, ya que el proyecto de la Central de Bombeo Reversible Soria-Chira:

- No está previsto en el Plan Hidrológico y la EDAM tampoco dispone de informe de compatibilidad conforme al Reglamento de Dominio Público Hidráulico.
- Se sitúa en espacios de la Red Natura:
 - ZEC: Macizo de Tauro II, El Nublo II, Tauro y Franja Marina de Mogán.
 - Zonas de especial protección de aves ZEPA: Tauro, Ayagaures y Pilacones.
- Se sitúa en Zonas Protegidas por el Plan Hidrológico: Código 26777* Cabildo de Gran Canaria. San Bartolomé de Tirajana. Captación Presa de Chira. Zona de abastecimiento 19563.
- La evaluación ambiental sobre el impacto en el Agua no se ha realizado conforme a exigencias de la Directiva del Marco del Agua, ni se ha tenido en cuenta los criterios establecidos por el Tribunal de Justicia Europeo. No se ha estudiado ni evaluado de forma garantista que no existe afección del agua desalinizada embalsada al medioambiente, ni qué consecuencias supondrán los bombeos y turbinados diarios al hábitat y a las especies que dependen del agua, en especial, la avifauna.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



8. **ALEGACIÓN SÉPTIMA.** INFRACCIONES A LA DECLARACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA DEL PLAN NACIONAL DE ENERGÍA Y CLIMA, AL ARTÍCULO 13.4 DE LA DIRECTIVA 2000/60 QUE ESTABLECE UN MARCO COMUNITARIO EN EL ÁMBITO DE LA POLÍTICA DE AGUAS Y A LOS ARTÍCULOS 3 Y 6.3 DE LA DIRECTIVA 2011/92 RELATIVA A LA EVALUACIÓN DE LAS REPERCUSIONES DE DETERMINADOS PROYECTOS PÚBLICOS Y PRIVADOS SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.

El Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima exige a los Estados Miembros que elaboren un Plan Nacional de Energía y Clima para el período 2021-2030.

El artículo 1, establece:

1. *El presente Reglamento establece un mecanismo de gobernanza con objeto de:*
a) *aplicar estrategias y medidas concebidas para cumplir los objetivos generales y los objetivos específicos de la Unión de la Energía y los compromisos de la Unión a largo plazo en materia de emisiones de gases de efecto invernadero, en consonancia con el Acuerdo de París, y, en particular, en lo que respecta al primer período decenal de 2021 a 2030, los objetivos específicos de la Unión para 2030 en materia de energía y clima. (...)*

El mecanismo de gobernanza se basa en las estrategias a largo plazo, los planes nacionales integrados de energía y clima que abarquen períodos decenales, con inicio en el período de 2021 a 2030, los informes de situación nacionales integrados de energía y clima correspondientes elaborados por los Estados miembros, y las disposiciones de seguimiento integrado por parte de la Comisión. (...)

2. *El presente Reglamento se aplicará a las cinco dimensiones de la Unión de la Energía, que están estrechamente relacionadas y se refuerzan mutuamente: a) seguridad energética; b) mercado interior de la energía; c) eficiencia energética; d) descarbonización; e) investigación, innovación y competitividad.*

El artículo 3 establece que:

A más tardar el 31 de diciembre de 2019 y, posteriormente, a más tardar el 1 de enero de 2029 y luego cada diez años, cada Estado miembro comunicará a la Comisión un plan nacional integrado de energía y clima (...)

El artículo 4 de la Ley 7/2021 de Cambio Climático establece:

1. *El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es la herramienta de planificación estratégica nacional que integra la política de energía y clima, y refleja la*



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



contribución de España a la consecución de los objetivos establecidos en el seno de la Unión Europea en materia de energía y clima, de conformidad con lo establecido en la normativa de la Unión Europea. (...)

2. Los informes de progreso sobre el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, elaborados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se someterán periódicamente al Consejo de Ministros para su toma en consideración, debiendo ser objeto de la correspondiente publicidad.

Por tanto, el PNIEC es el instrumento de planificación propuesto por el Gobierno de España para cumplir con los objetivos y metas de la Unión Europea en el marco de la política energética y climática, se aprobó mediante Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por la que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (BOE núm. 77, de 31 de marzo de 2021). El proyecto CH Bombeo Chira-Soria se enmarca en las medidas 1.2 “Gestión de la Demanda, Almacenamiento y Flexibilidad” y 1.12 “Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las Islas Canarias”.

El PNIEC y su Declaración Ambiental Estratégica establecen el marco para la futura autorización de proyectos legalmente sometidos a evaluación de impacto ambiental, así como de otros planes y programas a nivel estatal y autonómico y se han elaborado conforme y por exigencias de la Directiva 2001/42/CE de Evaluación Ambiental Estratégica.

El artículo 1 de la Directiva 2001/42/CE, titulado «Objetivos», dispone lo siguiente:

«La presente Directiva tiene por objeto conseguir un elevado nivel de protección del medio ambiente y contribuir a la integración de aspectos medioambientales en la preparación y adopción de planes y programas con el fin de promover un desarrollo sostenible, garantizando la realización, de conformidad con las disposiciones de la presente Directiva, de una evaluación medioambiental de determinados planes y programas que puedan tener efectos significativos en el medio ambiente.»

El artículo 2 de la citada Directiva está redactado en los siguientes términos: A efectos de la presente Directiva se entenderá por:

a) planes y programas: los planes y programas, incluidos los cofinanciados por la [Unión] Europea, así como cualquier modificación de los mismos: – cuya elaboración o adopción, o ambas, incumban a una autoridad nacional, regional o local, o que estén siendo elaborados por una autoridad para su adopción, mediante un procedimiento legislativo, por parte de un Parlamento o Gobierno, y – que sean exigidos por disposiciones legales, reglamentarias o administrativas; [...].»

A tenor del artículo 3 de la Directiva, titulado «Ámbito de aplicación»:



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLOGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



1. Se llevará a cabo una evaluación medioambiental, conforme a lo dispuesto en los artículos 4 a 9 de la presente Directiva, en relación con los planes y programas a que se refieren los apartados 2 y 4 que puedan tener efectos significativos en el medio ambiente.

2. Salvo lo dispuesto en el apartado 3, serán objeto de evaluación medioambiental todos los planes y programas: a) que se elaboren con respecto a la agricultura, la silvicultura, la pesca, la energía, la industria, el transporte, la gestión de residuos, la gestión de recursos hídricos, las telecomunicaciones, el turismo, la ordenación del territorio urbano y rural o la utilización del suelo y que establezcan el marco para la autorización en el futuro de proyectos enumerados en los anexos I y II de la Directiva [2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente (DO 2012, L 26, p.1; en lo sucesivo, «Directiva ERMA»)] [...]».

Como se ha podido comprobar, el PNIEC y su evaluación cumplen con el artículo 2, letra a) de la Directiva 2001/42 que define los planes y programas a los que hace referencia como aquellos que cumplen dos condiciones acumulativas, a saber, por una parte, haber sido elaborados o adoptados por una autoridad nacional, regional, local o bien elaborados por una autoridad para su adopción mediante un procedimiento legislativo, y por otra parte, ser exigidos por disposiciones legales, reglamentarias o administrativas.

El Tribunal de Justicia Europeo ha interpretado dicha disposición de modo que deben considerarse exigidos en el sentido y para la aplicación de la Directiva 2001/42, y por tanto, sometidos a la evaluación de sus efectos en el medio ambiente en las condiciones que esta determina, los planes y programas, cuya adopción se inscriba en un marco de disposiciones legales o reglamentarias, las cuales determinarán las autoridades competentes para adoptarlos y el procedimiento de elaboración (sentencia de 7 de junio de 2018, *Inter-Environnement Bruxelles* y otros, C-671/16, EU:C:2018:403, apartado 37 y jurisprudencia citada).

Y por otro lado, también se cumple con el artículo 3, apartado 2, letra a), de la Directiva 2001/42, están sujetos a una evaluación medioambiental sistemática los planes y programas elaborados para determinados sectores y que establezcan el marco para la autorización en el futuro de proyectos enumerados en los anexos I y II de la Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente. La CH Bombeo Chira Soria se encuadra en «Industria Energética» apartado h) Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica y en otros.

Es preciso recordar que el concepto de «planes y programas» comprende cualquier acto que establezca, definiendo reglas y procedimientos de control aplicables al sector de que se trate, un conjunto significativo de criterios y condiciones para la autorización y la ejecución de uno o de varios proyectos que puedan tener efectos significativos en el medio ambiente (sentencias de 27 de



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



octubre de 2016, D'Oultremont y otros, C-290/15, EU:C:2016:816, apartado 49; de 7 de junio de 2018, Inter-Environnement Bruxelles y otros, C-671/16, EU:C:2018:403, apartado 53, y de 12 de junio de 2019, CFE, C-43/18, EU:C:2019:483, apartado 61). Tal interpretación tiene por objeto garantizar la evaluación medioambiental de aquellas especificaciones que puedan tener efectos significativos en el medio ambiente (véanse, en este sentido, las sentencias de 28 de febrero de 2012, *Inter-Environnement Wallonie y Terre wallonne*, C-41/11, EU:C:2012:103, apartado 42, y de 7 de junio de 2018, *Inter-Environnement Bruxelles* y otros, C-671/16, EU:C:2018:403, apartado 54).

Por tanto, el PNIEC y su evaluación ambiental, son documentos condicionados jurídicamente por normativa europea y nacional para ser tenido en cuenta en el procedimiento de autorización de la CH Bombeo Chira-Soria.

A este respecto, advertimos que la Declaración de Impacto Ambiental de la Central de Bombeo Reversible Chira-Soria omite lo dispuesto en la Resolución de 30 de diciembre de 2020, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica, por la que se formula Declaración Ambiental Estratégica del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (BOE núm. 9, de 11 de enero de 2021).

La Declaración Ambiental Estratégica del Plan Nacional de Energía y Clima, en el apartado referido a la planificación hidrológica y protección del medio hídrico establece que la implantación de sistemas de almacenamiento con tecnología de bombeo hidráulico, se realizarán de acuerdo con los correspondientes planes hidrológicos de cuenca y siempre considerando la viabilidad ambiental de los proyectos, se situarán fuera de Red Natura 2000 y espacios protegidos, así como otra <zona protegida>.

Atendiendo lo dispuesto, **no procedía la autorización administrativa a Red Eléctrica de España** por incumplir con los requisitos establecidos: no resulta compatible con el plan hidrológico, no existen garantías de la viabilidad ambiental, el proyecto está situado en espacios de la red natura 2000 y en zonas protegidas por el plan hidrológico.

1. El proyecto no resulta compatible con el plan hidrológico. Los planes hidrológicos se insertan en el marco normativo de la política de aguas de la Unión Europea, definido en la Directiva 2000/60/CE. Es el instrumento que permite alcanzar los objetivos de la planificación hidrológica que, de acuerdo con el artículo 20 de la Ley 12/1990, de 26 de julio, de Aguas, son conseguir el buen estado y la adecuada protección del dominio público hidráulico y de las aguas, la satisfacción de las demandas de agua y alcanzar el equilibrio y armonización del desarrollo regional y sectorial, incrementando la disponibilidad del agua y alcanzar el equilibrio y armonización del desarrollo regional y sectorial, incrementando la disponibilidad del recurso, protegiendo su calidad, economizando su empleo y racionalizando sus usos con el medio ambiente y los demás recursos naturales.

El artículo 33 establece que el Plan Hidrológico de Canarias definirá al menos: las directrices para la adaptación de la planificación hidrológica de cada isla, la definición de obras de interés general, la cuantificación de las previsiones de financiación de las obras, la política de producción industrial



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



de agua, las directrices a seguir para la recarga artificial de los acuíferos, las directrices a seguir en las zonas sobreexplotadas, zonas con riesgo de contaminación y zonas de reserva de recursos hídricos y el establecimiento de ayudas y subvenciones sectoriales.

El artículo 35 señala que los Planes Hidrológicos Insulares son de naturaleza integral en todo lo que afecte a recursos, aprovechamientos, obras e instalaciones superficiales y subterráneas, plantas de producción industrial e infraestructuras de conducción, distribución, depuración o reutilización de aguas, abarcando cuanto se refiera a su captación, alumbramiento, producción, gestión, conducción, distribución, utilización y protección.

El artículo 38 indica que los planes hidrológicos insulares comprenderán los siguientes aspectos: la descripción general de la demarcación hidrográfica estableciendo que para las aguas superficiales se deben incluir mapas con sus límites y localización; el inventario, incluyendo sus regímenes hidrológicos y características básicas, de las aguas. La descripción general de los usos, presiones e incidencias antrópicas significativas sobre las aguas, incluyendo los usos y demandas existentes, con una estimación sobre el estado cuantitativo de las aguas. Los criterios de prioridad y de compatibilidad de usos, así como el orden de preferencia. La asignación y reserva de recursos para usos y demandas actuales y futuras, así como para la conservación o recuperación del medio natural, las redes de control establecidas para el seguimiento del estado de las aguas, la lista de objetivos medioambientales, resúmenes de análisis económico del uso del agua, los criterios de evaluación de los aprovechamientos energéticos y la fijación de los condicionantes requeridos para su ejecución, etc. La planificación hidrológica se realizará conforme al Decreto 165/2015, de 3 de julio, por el que se aprueba la Instrucción de Planificación Hidrológica de las Demarcaciones de la Comunidad Autónoma de Canarias; y que concluía el proceso de transposición de la Directiva del Marco del Agua, dando cumplimiento a la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea, de 24 de octubre de 2013.

A este respecto, advertimos que no existe ningún *Plan Hidrológico de Canarias* elaborado por el Gobierno de Canarias y aprobado por el Parlamento de Canarias conforme al artículo 33 de la Ley de Aguas de Canarias. Como ya se ha mencionado, el artículo 9.1 a) del Decreto 54/2021, de 27 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento Orgánico de la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial señala que corresponde al Consejero/a proponer al Gobierno de Canarias la aprobación del Plan Hidrológico de Canarias y tampoco se ha efectuado propuesta alguna.

A nivel insular, existe la planificación hidrológica del segundo ciclo (2015-2021) aprobada mediante Decreto 2/2019, de 21 de enero, del Plan Hidrológico Insular de la Demarcación Hidrográfica de Gran Canaria, así como la planificación del tercer ciclo (2021-2027) aún en trámite. **En ninguno de los documentos de planificación hidrológica se prevé la existencia de centrales de bombeo reversible alimentadas por estaciones desaladoras de agua de mar y cuyo destino sea el uso industrial para el almacenamiento de energía eléctrica.**



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



El destino de las aguas de la EDAM será los embalses de Soria y Chira. La concesión del uso de las aguas y vasos de las presas fue otorgada por el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria en 2011.

En el plan hidrológico y documentos asociados (memorias, estudios ambientales estratégicos, etc.) no se hace ninguna mención a la Central de Bombeo Soria-Chira. No está previsto el cambio de uso de las aguas, la demanda, la caracterización económica, la estimación de la recuperación de los costes medioambientales y recuperación de costes de la energía hidroeléctrica, la cota mínima de agua y el máximo de los caudales a turbinar, cuáles son los criterios de evaluación del aprovechamiento energético, así como los condicionantes requeridos para su ejecución de forma que se asegure la protección de las aguas y el aseguramiento de su buen estado.

En definitiva, el proyecto no debería resultar admisible al no garantizarse su adecuación al Plan Hidrológico de la Demarcación Hidrográfica de Gran Canaria.

Por tanto, el plan hidrológico es deficiente, incompleto e incumple el apartado 4 del artículo 13 de la Directiva 2000/60 que establece que el plan hidrológico de cuenca incluirá la información que se indica en el Anexo VII. Podemos señalar entre la información inexistente, solo a título de ejemplos:

- Apartado 1.1 Para las aguas superficiales: mapas con la localización y límites de masas de agua. Incidencia: No se han caracterizado los embalses de Chira y Soria.
- Apartado 2. Un resumen de las presiones e incidencias significativas de las actividades humanas en el estado de las aguas superficiales y subterráneas. Una estimación de las presiones sobre el estado cuantitativo de las aguas. Un análisis de otras incidencias de la actividad humana sobre el estado del agua. Incidencia: No existe ninguna referencia al impacto que la ejecución de la Central de Bombeo e Hidroeléctrica Chira Soria puede suponer.
- Apartado 4.1 Una presentación en forma de mapa de los resultados de los programas de control llevados a cabo. Para las aguas superficiales (ecológico y químico). Al no declararse masas de agua superficiales en el plan, no hay programas de control para los embalses de Chira y Soria.
- Apartado 5. Una lista de los objetivos medioambientales establecidos en el artículo 4 para las aguas superficiales, así como identificación de los casos en que se haya incurrido en el apartado 7. Incidencia: no se han establecido objetivos medioambientales para los embalses de Chira y Soria, ni se ha justificado la ejecución de la Central Hidroeléctrica de Bombeo.
- Apartado 6. Un resumen del análisis económico del uso del agua. Incidencia: no se hace ninguna referencia a los nuevos usos de las aguas, así como la recuperación de costes medioambientales y de energía eléctrica.

2. En relación a la viabilidad ambiental y considerando la taxonomía climática definida por la Unión Europea, en particular con el Reglamento delegado que completa; el Reglamento (UE) 2020/852 del Parlamento Europeo y el Consejo, que establece criterios técnicos de selección para determinar si una actividad económica causa o no, un perjuicio significativo a los objetivos medioambientales. Si atendemos los criterios técnicos de selección a los que debe someterse la construcción y explotación de las instalaciones de almacenamiento de energía hidroeléctrica por



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción



bombeo, sin conexión a un río, no consta que se haya realizado una evaluación de impacto del agua en los embalses de Chira y Soria, que sufrirán alteraciones hidromorfológicas sustanciales al proveerse de agua desalinizada. Por tanto, no hay garantías de que no existan riesgos de degradación medioambiental relacionados con la calidad del agua y la prevención del estrés hídrico que ocasionará las continuas cargas y descargas de los embalses como consecuencia del funcionamiento de la central. En definitiva, no se dispone de evidencias constatadas, ni bases científicas que garanticen el buen potencial ecológico y el buen estado químico de los embalses y acuíferos afectados por la presión antrópica que supondrá la ejecución del proyecto y que se proveerá de agua desalinizada mediante conducciones y bombeos a lo largo de 22 kilómetros por el cauce de barranco, desde la cota 0, hasta llegar a 900 metros de altitud.

Asimismo, cabe señalar que durante el procedimiento de autorización no se informó suficientemente al público sobre las repercusiones medioambientales del proyecto, en concreto sobre el impacto del agua, por lo que dicho procedimiento adolece de vicio procedimental.

Así se reconoce en la propia Declaración de Impacto Ambiental del proyecto: *“El EsIA presentado inicialmente hace referencia a las masas de agua afectadas y a su estado actual, pero no evaluó las repercusiones que puede tener el proyecto en la consecución de los objetivos de calidad previstos en la Planificación Hidrológica para las mismas”*. Por lo expuesto, el órgano ambiental solicitó al promotor la presentación de un análisis específico para la evaluación de las repercusiones a largo plazo sobre los elementos de calidad que definen el estado o potencial de las masas de agua afectadas. En respuesta a dicho requerimiento, el promotor presentó nueva documentación consistente en un informe de revisión del análisis hidrogeológico del nivel freático, un nuevo informe Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria y un estudio independiente de viabilidad geotécnica desarrollado por la Fundación Agustín Betancourt, no obstante, nunca se sometió a información pública el impacto ambiental del agua (superficiales y subterráneas), por tanto, se incumplió el artículo 6 de la Directiva 2011/92 de evaluación de repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

A este respecto, el artículo 3 de la Directiva 2011/92 establece que:

La evaluación del impacto ambiental identificará, describirá y evaluará de forma apropiada, en función de cada caso particular y de conformidad con los artículos 4 a 12, los efectos directos e indirectos de un proyecto en los siguientes factores:

- a) el ser humano, la fauna y la flora;
- b) el suelo, el agua, el aire, el clima y el paisaje;
- c) los bienes materiales y el patrimonio cultural;
- d) la interacción entre los factores contemplados en las letras a), b) y c)

El apartado 3 del artículo 6 de la Directiva 2011/92:



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



Los Estados miembros garantizarán que, dentro de unos plazos razonables, se pongan a disposición del público interesado los elementos siguientes:

- a) toda la información recogida en virtud del artículo 5;
- b) de conformidad con el Derecho nacional, los principales informes y dictámenes remitidos a la autoridad o a las autoridades competentes en el momento en el que el público interesado esté informado de conformidad con el apartado 2 del presente artículo;
- c) de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2003/4/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de enero de 2003, relativa al acceso del público a la información medioambiental, la información distinta de la contemplada en el apartado 2 del presente artículo que sea pertinente para la decisión de conformidad con el artículo 8 de la presente Directiva y que solo pueda obtenerse una vez expirado el período de información al público interesado de conformidad con el apartado 2 del presente artículo.

Por tanto, el órgano ambiental, en la Declaración de impacto ambiental puso de manifiesto que **no estaba completo el estudio de impacto ambiental presentado por Red Eléctrica de España y que resultaba necesario evaluar el impacto sobre el agua**. Una vez recabada la información, **no fue sometida a información pública**. Según el Tribunal de Justicia, el artículo 6 debe interpretarse en el sentido de que la información que es obligatoria poner a disposición pública durante los procedimientos de autorización tiene que incluir los datos necesarios para evaluar las repercusiones de cada proyecto en el agua en función de los criterios y obligaciones establecidos en especial en el artículo 4, apartado 1 de la Directiva 2000/60 del Marco del Agua (véase en ese sentido la sentencia de 28 de mayo de 2020, Land Nordrhein-Westfalen, C-535/18, EU:C:2020:391).

Por todo lo expuesto, **se interpreta que no hay garantías de que haya existido una adecuada evaluación ambiental sobre el agua** conforme al artículo 3 de la Directiva 2011/92 y a las exigencias de la Directiva del Marco del Agua; como componente del ecosistema sino también por el servicio que el agua ofrece a la población.

Por otro lado, solicitamos que la administración competente valore con responsabilidad si considera suficiente, completo y adecuado el análisis del impacto del agua realizado y que se basa únicamente en los 3 informes entregados por el promotor 8 días antes de que se dictara la Declaración de Impacto Ambiental (uno realizado por REE-Análisis hidrogeológico del nivel freático que no se ajusta a las exigencias de la Unión Europea, otro por la Fundación Agustín Betancourt-Investigación de los condicionantes geotécnicos que puso de manifiesto su preocupación por afecciones al medioambiente y solicitó realizar nuevas actuaciones antes de iniciar la obra y el estudio del Consejo Insular de Aguas que se basó simplemente en indicar que el agua desalinizada cumple los parámetros de potable y que aumentaría la cantidad. Por tanto, el estudio y evaluación del impacto sobre el agua no se sometió a información pública.

Asimismo, solicitamos que se tome en consideración la jurisprudencia europea que establece que el deterioro del estado de una masa de agua, incluso transitorio, solo se autoriza en condiciones



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



estrictas, y que el umbral por encima del cual se declara un incumplimiento de la obligación de evitar el deterioro del estado de una masa de agua ha de ser bajo (véase, en ese sentido, la sentencia de 1 de julio de 2015 *Bund fur Umwelt und Naturschutz Deutschland*, C-461/13, EU:c:2015:433, apartado 67).

El artículo 191 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea establece que la política de medio ambiente debe contribuir, entre otras cosas, a la conservación, protección y mejora de calidad del medio ambiente, a la protección de la salud de las personas y la utilización prudente y racional de los recursos naturales, y que debe basarse en el principio de cautela. Esto es, que la ausencia de pruebas científicas sobre los efectos negativos apreciables de un proyecto no puede servir para justificar la autorización de dicho proyecto. El principio de cautela implica que la ausencia de efectos negativos en espacios Natura 2000 debe quedar demostrada antes de que el proyecto pueda autorizarse. En otras palabras, **si hay incertidumbre respecto a si se producirá alguna repercusión negativa, el proyecto no podrá autorizarse.**

3. Incumplimiento por situarse en Red Natura 2000. El proyecto CH Bombeo Chira-Soria tiene afecciones en cuatro espacios de la Red Natura: ZEPA Ayagaures y Pilacones, ZEC Franja Marina de Mogán, ZEC El Nublo II y ZEC Macizo de Tauro II. Es inviable conceder autorización atendiendo a la protección exigida por el Ministerio para la Transición Ecológica del Gobierno de España, que excluye de forma estricta y literal la implantación de sistemas de almacenamiento con tecnología de bombeo hidráulico en Red Natura 2000, y así evitar causar efectos adversos en el medio ambiente.

4. Incumplimiento por la ocupación de <zona protegida> Código 26777* Denominación Cabildo de Gran Canaria. San Bartolomé de Tirajana. Captación Presa de Chira. Zona de abastecimiento 19563, según Memoria y Estudio de Impacto Ambiental (Junio 2021) del ciclo de planificación 2021-2027 elaborada por el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria.

Por último, cabe señalar que actualmente se encuentra en tramitación el Proyecto de Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética, en cuyo Título II, "Planificación de la Acción Climática", se crean y regulan los instrumentos que deberán amparar las medidas necesarias a implementar en la acción climática, bajo el paraguas de la legislación europea y la legislación básica estatal. Considerando que en dicho sistema destaca la Estrategia Canaria de Acción Climática en el marco de la cual debería aprobarse un Plan de Transición Energética de Canarias que está llamado a contener las acciones dirigidas a la consecución en plazo de los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y a avanzar en la descarbonización de Canarias. Resulta llamativo que el Gobierno de Canaria encaje y autorice la ejecución del proyecto CHB Chira-Soria en ese Plan, cuando el plan de transición energética ni siquiera está aprobado, ni se ha sometido a su correspondiente evaluación de efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente (EAE)⁴, y que en todo caso, debería contener como mínimo aquellos criterios y

⁴ Desistido a fecha de hoy según: <https://www.gobiernodecanarias.org/planificacionterritorial/materias/evaluacion-ambiental/evaluacion-ambiental-de-planes-l21-2013/eae-ptecan-2030/>



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



condiciones que exige la Declaración Ambiental Estratégica del Plan Nacional de Energía y Clima entre otros: la implantación de sistemas de almacenamiento con tecnología de bombeo hidráulico, se realizarán de acuerdo con los correspondientes planes hidrológicos de cuenca y siempre considerando la viabilidad ambiental de los proyectos, se situarán fuera de Red Natura 2000 espacios protegidos, así como otra <zona protegida>. Cabe señalar, que en el documento de planificación anterior tampoco estaba previsto la Central Hidroeléctrica de Bombeo Chira Soria. El PECan 2007-2015 no se prorrogó y Canarias, desde 2016-2022, continúa sin tener un Plan de Transición Energética.

9. **ALEGACIÓN OCTAVA**. INCUMPLIMIENTOS DE LA DIRECTIVA EUROPEA MARCO DEL AGUA.

Con carácter general, los embalses, y en particular, los de Chira y Soria no están clasificados como masas de agua superficiales en el Plan Hidrológico de la Demarcación Hidrográfica de Gran Canaria. Es llamativo, teniendo en cuenta, que las presas de Chira y Soria son las de mayor capacidad y acumulan el mayor volumen de agua de lluvia de la isla de Gran Canaria. La Directiva del Marco del Agua se aplica a todas las masas de agua, sean cuales sean sus dimensiones y características, por tanto, supone un incumplimiento no efectuar la caracterización de las masas de agua prevista en el artículo 5, apartado 1 de la Directiva 2000/60 y en los anexos II y III y una deficiencia del plan hidrológico.

Artículo 2. “Definiciones” de la Directiva UE 2000/60 del Marco del Agua

Aguas superficiales: las aguas continentales, excepto las aguas subterráneas, las aguas de transición y las aguas costeras.

Masa de agua superficial: una parte diferenciada y significativa de agua superficial, como un lago, un embalse, una corriente, río o canal, parte de una corriente, río o canal, unas aguas de transición o un tramo de aguas costeras.

Masa de agua artificial: una masa de agua superficial creada por la actividad humana.

Masa de agua muy modificada: una masa de agua superficial que, como consecuencia de alteraciones físicas producidas por la actividad humana, ha experimentado un cambio sustancial en su naturaleza.

Artículo 5 “Características de la demarcación hidrográfica, estudio del impacto ambiental de la actividad humana y análisis económico del uso del agua”

1. Cada Estado miembro velará por que se efectúe en cada demarcación hidrográfica o en la parte de una demarcación hidrográfica internacional situada en su territorio:

Un análisis de las características de la demarcación, un estudio de las repercusiones de la actividad humana en el estado de las aguas superficiales y de las aguas subterráneas,



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



y un análisis económico del uso del agua, de conformidad con las especificaciones técnicas fijadas en los anexos II y III.

Anexo II apartados i), v)

i) Las masas de agua superficial dentro de la demarcación hidrográfica se clasificarán en uno de los siguientes tipos de aguas superficiales ríos, lagos, aguas de transición, aguas costeras o como masas de agua superficial artificiales o como masas de agua superficial muy modificadas

v) Para las masas de agua superficial artificiales y muy modificadas, la clasificación se llevará a cabo de conformidad con los descriptores correspondientes a cualquiera de las categorías de aguas superficiales que más se parezca a la masa de agua muy modificada o artificial de que se trate.

En el Informe elaborado por los servicios de la Comisión Europea en 2015 sobre la aplicación de los Planes Hidrológico de Cuenca de la Directiva del Marco del Agua correspondientes a España, se formularon las siguientes recomendaciones:

- *Plantearse la revisión de la legislación para incorporar de manera explícita la identificación de las masas de agua que presentan un riesgo debido al análisis de presiones e impactos.*
- *Colmar urgentemente las lagunas en materia de seguimiento de las aguas superficiales y garantizar un control coherente, y de ese modo clasificar todas las masas de agua.*
- *Ampliar el seguimiento químico más allá de las masas de agua afectadas por vertidos industriales.*
- *Garantizar que el buen potencial ecológico se define correctamente para todas las masas de agua superficiales (incluidas las artificiales y muy modificadas) en términos de condición biológica y medidas de mitigación.*
- *Garantizar que se establecen objetivos medioambientales para todas las masas de agua, incluidas las masas de agua artificiales o modificadas.*
- *Asegurarse de que los caudales ecológicos establecidos garantizan el buen estado ecológico.*
- *Garantizar que se evalúa el estado de todas las masas de agua de conformidad con la Directiva del Marco del Agua antes de plantearse otras infraestructuras que podrían causar un deterioro del estado de las masas de agua o impedir la consecución del buen estado. Estas infraestructuras solamente pueden autorizarse si se cumplen las condiciones del artículo 4, apartado 7. Se debe incluir la justificación en el plan hidrológico. La “declaración de interés general” en la legislación española no puede equipararse automáticamente al concepto de interés público superior. Esto deberá justificarse en el Plan Hidrológico de Cuenca.*
- *Garantizar que existe una adecuada integración del análisis de presiones y de impactos, de la evaluación del estado y del diseño del programa de medidas.*



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



- *Asegurarse de que los planes hidrológicos imputan los impactos a las presiones y las fuentes/factores, para aumentar la comprensión de qué actividades y que sectores son responsables, y en qué proporción, de alcanzar los objetivos medioambientales.*
- *Completar y dar prioridad al uso de infraestructura verde y/o medidas naturales de retención de agua que ofrezcan ventajas ambientales (mejoras en la calidad del agua, incremento de la infiltración, y por tanto, de la recarga de acuíferos, conservación de hábitat) sociales y económicas que en muchos casos pueden ser más rentables que las infraestructuras grises, así como otras medidas de restauración, de eliminación de presas y de otras barreras hidromorfológicas.*
- *Considerar el uso de agua para la producción de energía como un servicio del agua. Los planes hidrológicos deben presentar de manera transparente la información correspondiente a la recuperación de costes, costes ambientales y de recursos.*

Por lo indicado, y visto el plan hidrológico, no se han definido objetivos medioambientales para estas masas conforme a la letra iii) del apartado 1 del artículo 4 de la Directiva del Marco del Agua, que señala:

“... los Estados miembros protegerán y mejorarán todas las masas de agua artificiales y muy modificadas, con objeto de lograr un buen potencial ecológico y un buen estado químico de las aguas superficiales a más tardar quince años después de la entrada en vigor de la presente Directiva (...).”

Tampoco figura un Programa de Medidas según apartado i) del artículo 11 de la mencionada Directiva y cuyo objeto es que:

“... para cualquier otro efecto adverso significativo sobre el estado del agua, medidas para garantizar en particular que las condiciones hidromorfológicas de las masas de agua estén en consonancia con el logro del estado ecológico necesario o del buen potencial ecológico de las masas de agua designadas como artificiales o muy modificadas. Los controles realizados con este fin podrán consistir en el requisito de autorización previa o de registro basado en normas generales de carácter vinculante, cuando este requisito no esté establecido de otra forma en la legislación comunitaria. Dichos controles se revisarán periódicamente y, cuando proceda, se actualizarán”

Por tanto, el plan hidrológico incumple el artículo 4.1.iii) y 11.i) de la Directiva del Marco del Agua.

Ni en el Plan Hidrológico, ni en la concesión, autorización y aprobación de ejecución de las obras se ha considerado si la Central hidroeléctrica de Bombeo Chira-Soria puede ocasionar un deterioro de estas masas de agua o impedir la consecución del buen estado; solamente podrían autorizarse si se cumplían las condiciones del apartado 7 del artículo 4 de la Directiva del Marco del Agua.:



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLOGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



No se considerará que los Estados miembros han infringido la presente Directiva cuando:

- el hecho de no lograr un buen estado de las aguas subterráneas, un buen estado ecológico o, en su caso, un buen potencial ecológico, o de no evitar el deterioro del estado de una masa de agua superficial o subterránea se deba a nuevas modificaciones de las características físicas de una masa de agua superficial o a alteraciones del nivel de las masas de agua subterránea,

- o el hecho de no evitar el deterioro desde el excelente estado al buen estado de una masa de agua subterránea se deba a nuevas actividades humanas de desarrollo sostenible, y se cumplan las condiciones siguientes:

a) que se adopten todas las medidas factibles para paliar los efectos adversos en el estado de la masa de agua;

b) que los motivos de las modificaciones o alteraciones se consignent y expliquen específicamente en el plan hidrológico de cuenca exigido con arreglo al artículo 13 y que los objetivos se revisen cada seis años;

c) que los motivos de las modificaciones o alteraciones sean de interés público superior y/o que los beneficios para el medio ambiente y la sociedad que supone el logro de los objetivos establecidos en el apartado 1 se vean compensados por los beneficios de las nuevas modificaciones o alteraciones para la salud humana, el mantenimiento de la seguridad humana o el desarrollo sostenible;

d) que los beneficios obtenidos con dichas modificaciones o alteraciones de la masa de agua no puedan conseguirse, por motivos de viabilidad técnica o de costes desproporcionados, por otros medios que constituyen una opción medioambiental.

Por tanto, cuando un proyecto pueda causar efectos negativos para el agua solo puede ser autorizado si concurren los requisitos previstos en el artículo 4, apartado 7, letras a), b), c) y d), de la misma Directiva (véase, en este sentido, la sentencia de 4 de mayo de 2016, Comisión/Austria, C-346/14, EU:C:2016:322, apartado 65). Las obligaciones establecidas en este artículo son exigibles desde el 22.12.2009, fecha de vencimiento del plazo concedido a los Estados miembros por el artículo 13, apartado 6 de la Directiva para publicar los planes hidrológicos de cuenca (véase en ese sentido la sentencia de 11 de septiembre de 2013, C-43/10, EU:C:2012:560)

Es oportuno señalar que el considerando 25 de la Directiva 2000/60 expone que deben fijarse objetivos medioambientales para garantizar el buen estado de las aguas superficiales y subterráneas en toda la Unión Europea y evitar el deterioro del estado de las aguas a nivel de la Unión. Además, del texto del artículo 4, apartado 1, letra a), inciso i), de esa Directiva, que dispone que «los Estados miembros habrán de aplicar las medidas necesarias para prevenir el deterioro del estado de todas las masas de agua superficial», inciso iii) «los Estados miembros protegerán y mejorarán todas las masas de agua artificiales y muy modificadas, con objeto de lograr un buen potencial ecológico», se deduce que la adopción de esas medidas por los Estados miembros es obligatoria. Debe entenderse que la autorización de un proyecto determinado, constituye una aplicación de tales medidas (véase en ese sentido la sentencia de 1 de julio 2015, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, C-461/13, EU:C:2015:433, apartados 31, 32 y 35).



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



El Tribunal de Justicia Europeo ha precisado que debe considerarse que existe deterioro del estado de una masa de agua superficial, al que se refiere el artículo 4, apartado 1, letra a), inciso i), de la Directiva 2000/60, cuando el estado de al menos uno de los indicadores de calidad conforme al anexo V de dicha Directiva descienda a la clase inferior, aun cuando ese descenso no dé lugar a que baje a una clase inferior la masa de agua superficial en su conjunto. Sin embargo, si el indicador de calidad afectado conforme a ese anexo V figura ya en la clase más baja, cualquier descenso de dicho indicador constituye un deterioro del estado de una masa de agua superficial (sentencia de 1 de julio de 2015, *Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland*, C-461/13, EU:C:2015:433, apartado 69).

En ese sentido, el régimen de excepciones previsto en el artículo 4, apartado 7, de esa Directiva constituye un factor que refuerza la interpretación según la cual la prevención del deterioro del estado de las masas de agua tiene carácter obligatorio (véase en ese sentido la sentencia de 1 de julio de 2015, *Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland*, C-461/13, EU:C:2015:433, apartado 44).

Podemos concluir que, al no estar caracterizados los embalses en el Plan Hidrológico, y por tanto, no estar sometidos a las exigencias establecidas en la Directiva del Marco del Agua existe riesgo de deterioro de estas masas de agua. En el expediente ambiental no figura una descripción de los efectos directos, indirectos, secundarios, acumulativos, a corto, a medio y a largo plazo, permanentes o temporales, positivos y negativos de estas masas de agua. No hay análisis, porque según el Consejo Insular de Aguas “de la legislación vigente se concluyó que los criterios establecidos para la determinación de este tipo de masas no son aplicables a la realidad de la isla de Gran Canaria, y, en consecuencia, no se pueden identificar masas de agua superficial natural, salvo las aguas costeras. Insistimos, además de las aguas superficiales “naturales”, la Directiva del Marco del Agua establece 2 categorías más a incluir: aguas superficiales “artificiales” y “muy modificadas”. Por consiguiente, el Estado miembro de que se trate está obligado a denegar la autorización de un proyecto cuando éste pueda deteriorar el estado de la masa de agua afectada o poner en peligro el logro de un buen estado de las masas de agua, salvo que se aprecie que dicho proyecto puede acogerse a una excepción en virtud del artículo 4, apartado 7, de esa Directiva. (véase en ese sentido la sentencia de 1 de julio de 2015, *Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland*, C-461/13, EU:C:2015:433, apartado 50)

Por otro lado, el proyecto afectará a tres masas de agua subterráneas (Masa Sur-Código ES7GC006, Masa Suroeste-Código ES7GC007 y Masa Medianías Sur-Código ES7GC010) y a la costera Masa Suroeste-Código ES70CGTII), según Declaración de Impacto Ambiental;

La masa Sur (código ES7GC006), de acuerdo con el Plan Hidrológico vigente, presenta localmente intrusión salina, problemas de conductividad y contaminación por nitratos, sulfatos o cloruros, lo que ha derivado en la determinación de su estado global como malo, pese a un óptimo estado cuantitativo.

La masa Suroeste (código ES7GC007), también presenta contaminación por nitratos, sulfatos y cloruros, además de intrusión salina y una conductividad elevada atendiendo a la



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



información del Plan Hidrológico vigente. Por ello, su estado químico se valora también como malo. Además, posee un elevado índice de explotación (95%) lo que conlleva que su estado cuantitativo se defina igualmente como malo. Consecuentemente, la calidad global de sus aguas es mala.

La masa Medianías Sur (código ES7GC010) ocupa la mayor parte del ámbito de detalle (4.312 ha, el 66% de su superficie). El nivel piezométrico se encuentra entre 1.400 m y 50 m. La calidad de sus aguas se valora como buena en el Plan Hidrológico vigente, debido a un buen estado cuantitativo (índice de explotación del 29%) y a un buen estado químico pese a tener concentraciones puntuales elevadas de nitratos, cloruros y sulfatos. Según se recoge en los documentos iniciales del tercer ciclo de planificación hidrológica (2021-2027) de Gran Canaria, a estas masas de agua se les asigna un riesgo alto de incumplir alguno de los Objetivos de Calidad Ambiental de la Directiva Marco del Agua (DMA).

También afectará al cauce, sección y funcionalidad de varios barrancos y barranquillos interceptados por las obras, siendo el principal el Barranco de Arguineguín. También se identifican zonas con riesgo de inundación por avenidas. La alteración de los cauces debajo de los embalses, así como la eliminación de la vegetación y el vertido accidental de materiales podrían modificar el riesgo hidrológico actual en el Barranco de Arguineguín. Además, existe riesgo de contaminación en el Barranco de Arguineguín y en el interior de la Caverna del Lomo de La Palma, que podrían suponer una afección relevante a la Masa Medianía-Sur, afección que puede llegar a alterar de forma significativa su estado químico. En cuanto a las masas de agua subterránea, la excavación de la caverna y las galerías asociadas interceptarán con el nivel freático del Lomo de la Palma, pudiendo alterar sus características físicas a nivel local.

En general, de la DIA se puede apreciar que el riesgo que se asume es de moderado a alto, y que pueden existir afecciones significativas en las aguas subterráneas. Asimismo, destacar las quejas de varias heredades que señalan que tras la ejecución de la campaña geotécnica desarrollada por REE para los estudios sobre la construcción de las cavernas ha disminuido considerablemente el nivel de los caudales de los nacientes en Cercados de Araña. Cabe recordar que el artículo 7, apartado 3 de la Directiva del Marco del Agua establece que los Estados miembros velarán por la necesaria protección de las masas de agua especificadas con objeto de evitar el deterioro de su calidad y el estado cuantitativo. La Directiva sobre responsabilidad medioambiental no solo comprende los cambios adversos mensurables en las aguas, sino también los perjuicios mensurables de los servicios que dichas aguas presta.

Habida cuenta de la sentencia de 1 de julio de 2015, *Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland* (C-461/13; eu:C:2015:433), el tribunal remitente considera que existe deterioro del estado químico de una masa de agua subterránea en dos supuestos: si el proyecto implica exceder uno de los indicadores de calidad del anexo V de la Directiva 2000/60 relativos a un parámetro aplicable o si se produce un incremento de la concentración de un contaminante que previamente ya estuviera excediendo el valor límite correspondiente.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



Además, el Tribunal de Justicia tiene declarado que, si las clases establecidas en el anexo V de la Directiva 2000/60 resultaran determinantes a la hora de comprobar si existe degradación, tras la clasificación de una masa de agua superficial en la clase de estado más baja ya no sería jurídicamente posible una nueva degradación de esta. Sin embargo, habida cuenta de la propia finalidad de la Directiva 2000/60, las masas de agua que se encuentran en mal estado merecen una particular atención en el marco de la gestión de aguas (véase, en ese sentido, la sentencia de 1 de julio de 2015, *Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland*, C-461/13, EU:C:2015:433, apartado 63).

En ese contexto, procede asimismo tener en cuenta el artículo 4, apartado 5, letra c), de la Directiva 2000/60, que establece expresamente una prohibición de cualquier deterioro adicional en relación con las masas de agua superficial y subterránea muy modificadas, respecto de las cuales los Estados miembros pueden fijar la realización de objetivos medioambientales menos rigurosos (véase, en ese sentido, la sentencia de 1 de julio de 2015, *Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland*, C-461/13, EU:C:2015:433, apartado 64).

Por otro lado, por lo que atañe a la concentración de contaminantes, la mencionada determinación se basa en tres indicadores de calidad. En primer lugar, que las concentraciones de contaminantes no presenten efectos de salinidad u otras intrusiones. En segundo lugar, que dichas concentraciones no rebasen las normas de calidad aplicables en virtud de otras normas de la Unión pertinentes de acuerdo con el artículo 17 de la Directiva 2000/60. En tercer y último lugar, que las concentraciones de contaminantes en la masa de agua subterránea no impidan que se alcancen los objetivos medioambientales especificados en el artículo 4 de la misma Directiva para las aguas superficiales asociadas ni originen disminuciones significativas de calidad ecológica o química de dichas masas ni daños significativos a los ecosistemas terrestres asociados que dependen directamente de la masa de agua subterránea.

De acuerdo con ello, ha de interpretarse el concepto de «deterioro del estado» de las aguas mediante referencia tanto a un indicador de calidad como a una sustancia. Así pues, la obligación de evitar el deterioro del estado de una masa de agua conservará todo su efecto útil siempre que incluya cualquier cambio que pueda poner en riesgo el cumplimiento del objetivo principal de la Directiva 2000/60 (véase, en ese sentido, la sentencia de 1 de julio de 2015, *Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland*, C-461/13, EU:C:2015:433, apartado 66).

Además de lo expuesto, insistimos, en el Plan Hidrológico de la Demarcación de Gran Canaria no se prevé la construcción y puesta en funcionamiento de la CHB Chira-Soria, y por tanto, cómo afectará a los objetivos medioambientales de todas las masas de aguas afectadas y cuál será el programa de medidas reparadoras por posibles cambios adversos o perjuicios. Tampoco se estudiaron otros emplazamientos ni alternativas tecnológicas que podían ser viables técnica y económicamente, y así garantizar, que no existían más opciones que la ejecución de la CHB Chira-Soria. El Documento de Orientación sobre los requisitos aplicables a la energía hidroeléctrica con arreglo a la legislación de la UE en materia de protección de la naturaleza (2018), establece entre otras recomendaciones, alejar estas infraestructuras de la Red Natura porque pueden crear conflictos con los intereses del proyecto. Por tanto, el posible deterioro de las masas de agua que



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



generará el proyecto no puede justificarse con fundamento en esa disposición (artículo 4, apartado 7, letra d).

Como vemos, la aprobación de ejecución y autorización de la CHB Chira-Soria incumple, las letras a), b) y d) del apartado 7 del artículo 4 de la DMA que exige que se cumplan todas las condiciones para poder acogerse a la exclusión prevista. A este respecto, cabe destacar que en el Asunto C-529/15 Folk, el Tribunal de Justicia Europea tomó en consideración la aplicación de exclusión conforme al artículo 4, apartado 7, en definición de los “daños a las aguas”. Determinó que en el supuesto de que se haya concedido una autorización de acuerdo con las normas nacionales sin examinar el cumplimiento de los requisitos enunciados en el artículo 4, apartado 7, letras a), b), c) y d) de la Directiva 2000/60/CE (...), un tribunal nacional no está obligado a comprobar por sí mismo si se cumplen los requisitos establecidos en ese precepto a fin de determinar la existencia de un daño medioambiental a efectos del artículo 2, apartado 1, letra b), de la Directiva 2004/35, en su versión modificada por la Directiva 2009/31. Este asunto subraya la necesidad de aplicar la exención de forma estricta. Un juez nacional podrá denegar la exención si la autoridad que haya concedido la autorización no demuestra el pleno cumplimiento de los estrictos criterios establecidos en el artículo 4, apartado 7.

Por último, añadir que el mencionado artículo no ha sido traspuesto al ordenamiento jurídico español ni a la normativa autonómica en materia de aguas.

10. **ALEGACIÓN NOVENA.** INCERTIDUMBRES, RIESGOS Y SOBRECOSTES DERIVADOS DEL USO DE AGUA DESALADA DE MAR PARA EL RIEGO AGRÍCOLA Y PARA LA RECARGA DE ACUÍFEROS

No existe un informe pormenorizado de los tipos de cultivo y tipos de suelo a los que se van a destinar los excedentes de agua para riego agrícola, ni se ha establecido la proporción adecuada de mezcla del agua desalinizada con las aguas superficiales continentales en las presas de Chira y Soria.

Si bien está establecido que los niveles de boro hasta 1 mg L⁻¹ son aceptables para casi todo tipo de cultivos y suelos, se ha podido comprobar que los cítricos se malogran con niveles superiores a 0,4 mg L⁻¹. Por tanto, la exactitud de los parámetros de pretratamiento y remineralización del agua desalinizada en la EDAM, así como el control riguroso y la monitorización continua de la proporción de mezcla de esta, con las aguas superficiales continentales (agua de lluvia) ya embalsadas son fundamentales para considerar la adecuación y aptitud del agua resultante para su uso agrícola.

Con el objeto de que el agua final sea segura para los cultivos, el agua marina desalinizada ha de ser tratada y remineralizada atendiendo a varios factores, y las proporciones de mezcla con aguas continentales de superficie (agua de lluvia) y/u otros tipos de agua, como las salobres extraídas de los pozos costeros deberán establecerse en función de:



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



1. Tipos de aguas y sus propiedades físico-químicas. El agua desalinizada deberá pretratarse y remineralizarse para luego ser mezclada en proporciones adecuadas y aptas para el riego agrícola de todos los tipos de cultivo, suelo, conducciones y depósitos.
2. Tipos de cultivos.
3. Tipos de suelos.
4. Tipos de conducciones y depósitos: el agua desalinizada es altamente corrosiva con el hormigón y el cemento.

En el proyecto de Central de Bombeo reversible Chira-Soria, los embalses de Chira y Soria se llenarán durante tres años con el agua producida por la EDAM de Arguineguín. Según las últimas mediciones efectuadas por el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, actualmente las Presas de Chira y Soria se encuentran a un 18% y un 5% de su capacidad respectivamente. De acuerdo a lo explicado en el extracto del informe sobre el Embalse de la Pedrera (Alicante) desarrollado más adelante, las proporciones seguras de mezcla de agua desalinizada con agua dulce (agua de lluvia) debe ser del 50% para ambos tipos de agua. Por tanto, se desprende de este informe que si la proporción de agua desalinizada fuera superior al 50%, como indudablemente parece que será el caso con las presas de Chira y Soria, el agua resultante podría presentar desequilibrios minerales y químicos sustancialmente peligrosos para el medio ambiente y agrícola.

No se especifica en el proyecto a dónde irán destinados los 700.000 m³ propuestos por el Cabildo de Gran Canaria para el sector agrícola. Por tanto, se desconocen las diversas tipologías de cultivos, suelos (arcillosos, calizos, volcánicos, etc.), conducciones y depósitos a los que irá destinada el agua.

Para ilustrar lo aquí expuesto, copiamos a continuación un extracto del informe titulado "Antecedentes y problemática de la aplicación de agua marina desalinizada al riego agrícola", informe preliminar promovido por el Sindicato Central de Regantes del Acueducto Tajo-Segura (SCRATS). Autores: Dr. Ing. Victoriano Martínez Álvarez Dr. Ing. Bernardo Martín Górriz, Universidad Politécnica de Cartagena, 2016. En concreto, se adjuntan las conclusiones íntegras del estudio, que sustentan las argumentaciones expuestas en este apartado.

(...) 8. Síntesis y conclusiones

La desalinización de agua salobre o marina es un recurso de creciente importancia para el suministro de agua potable en el mundo. El mercado del agua marina desalinizada se ha ido extendiendo en los últimos años, de forma paralela a como se ha ido produciendo la moderación de los costes de desalinización. El continuo perfeccionamiento de la técnica de osmosis inversa en la última década ha permitido alcanzar unos costes de producción que podrían ser asumibles por los cultivos agrícolas con mayores márgenes económicos, pero que siguen siendo excesivos para la mayoría de los cultivos.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLOGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



... Estas cifras manifiestan claramente que el coste total de desalinización del agua marina es prácticamente equivalente al valor medio del margen neto por m³ en la cuenca, por lo que su uso agrícola no resulta económicamente viable para la mayoría de los cultivos actualmente. Los cultivos con mayores márgenes económicos podrían soportar los costes del agua desalinizada, pero con una notable pérdida de rentabilidad en comparación con la situación actual, ya que el agua suministrada a través del Trasvase Tajo-Segura tiene un coste que es entre 6 y 7 veces inferior al agua marina desalinizada (0,0984 € m³, Resolución de 18 de noviembre de 2013, de la Dirección General del Agua, BOE no 285, 28 de noviembre de 2013).

Manteniendo al margen los aspectos económicos, también es evidente que la desalinización de agua salobre o marina puede aumentar la disponibilidad de recursos hídricos para la agricultura. La necesidad de proteger los acuíferos de la sobreexplotación, y el hecho de que el agua marina desalinizada pueda considerarse un recurso hídrico inagotable y no sujeto a variaciones climáticas, hace que esta última opción resulte actualmente más interesante para el suministro de agua a los regadíos situados en zonas costeras. Por tanto, la desalinización de agua marina comienza a vislumbrarse como una alternativa técnicamente viable para el riego de cultivos de alto valor económico en zonas costeras, a pesar de su elevado coste energético y de las elevadas tasas de emisiones de gases efecto invernadero asociadas a su producción (Martin-Gorriz et al., 2014).

La revisión a escala global de las principales experiencias de riego agrícola con agua desalinizada pone de manifiesto que, en numerosos países con clima árido o semiárido y que además disponen de una agricultura altamente tecnificada, la desalinización de aguas salobres representa una fuente de agua suplementaria para la agricultura desde hace varias décadas. Sin embargo, a pesar de que hay ciertos países donde se está considerando la posibilidad de aplicar agua marina desalinizada al riego agrícola en un futuro próximo, solo se han encontrado referencias de su aplicación en Israel y España. Cabe señalar que mientras en Israel se está realizando un seguimiento científico adecuado de la problemática asociada al riego con agua marina desalinizada, en la España peninsular no se ha encontrado ningún trabajo que ponga de manifiesto este seguimiento.

De la experiencia israelí se concluye que, al margen de las consideraciones económicas, hay aspectos de notable relevancia agronómica que deben ser considerados a la hora de plantear el uso de aguas marinas desalinizadas para riego agrícola. Varios estudios concluyen que la baja conductividad eléctrica del agua desalinizada puede resultar en mejoras sensibles en la productividad y calidad de las producciones cuando se compara con aguas de mala calidad, pero no tiene ningún efecto mejorante cuando se sustituyen aguas continentales de buena calidad. Estos estudios también evidencian que las primeras experiencias con un adecuado seguimiento científico no están siendo satisfactorias. Así, la sustitución de recursos



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLOGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



hídricos naturales con agua marina desalinizada en Israel ha puesto de manifiesto efectos perjudiciales sobre la productividad de los cultivos, los costes de fertirrigación y la conservación de los suelos agrícolas, aspectos que pueden afectar a su viabilidad económica en el corto plazo y a su sostenibilidad ambiental en el medio-largo plazo. Entre los aspectos agronómicos a considerar, que aún no han sido convenientemente estudiados dado lo incipiente de este aprovechamiento, destacan los siguientes:

- *El agua marina desalinizada tiene escasa mineralización e importantes desequilibrios en su composición, que deben ser corregidos previamente a su uso agrícola. En este sentido, las bajas concentraciones de Ca^{2+} y Mg^{2+} , junto al exceso de Cl^- y Na^+ , pueden afectar al desarrollo de los cultivos. El SAR del agua es un indicador que mide el equilibrio entre estos compuestos, por lo que se debe procurar que su valor siempre manifieste la ausencia de riesgo de sodificación del suelo.*

- *La remineralización del agua marina desalinizada se puede plantear de tres formas: con postratamientos en las plantas desalinizadoras, con la reprogramación de la fertirrigación en parcela, o mediante mezcla con aguas continentales. Varios autores concluyen que, si el agua desalinizada se destina a uso agrícola, la mezcla con otras aguas continentales es la estrategia más económica en la mayoría de los casos. Cuando la mezcla con aguas continentales no es posible, la incorporación de nutrientes en la planta desalinizadora es económica y ambientalmente más ventajosa, implicando además que el desempeño y coste de estos procesos los asume el productor/suministrador del agua desalinizada en lugar del agricultor.*

- *Además de la fitotoxicidad por Cl^- y Na^+ en cultivos sensibles, el agua marina desalinizada se caracteriza por un contenido en boro que puede resultar tóxico para numerosos cultivos de la zona de estudio. Por este motivo son necesarios postratamientos específicos en planta que garanticen la ausencia de problemas por toxicidad al boro. En este sentido, en las plantas desalinizadoras de Israel los límites establecidos para uso agrícola son de $0,3 \text{ mg L}^{-1}$. Cabe destacar la importancia de la tecnología de osmosis inversa (tipo de membrana y antigüedad) en la concentración de boro en el agua producto.*

- *El agua marina desalinizada es considerada corrosiva dado su bajo contenido mineral. Por esta circunstancia los postratamientos deben garantizar su equilibrio químico con el fin de eliminar su alta agresividad y así proteger los sistemas de distribución, evitando problemas como corrosión interna de tuberías y elementos singulares o la disociación del cemento/hormigón. Cuando se trata de sistemas de distribución ya en servicio y con importantes incrustaciones de calcita, estas incrustaciones se podrían movilizar ocasionando graves problemas en los sistemas de distribución y de riego.*

- *Finalmente, la incorporación de agua marina desalinizada al riego agrícola puede conllevar un importante aumento de la capacidad de control y gestión del agua tanto en las comunidades de regantes como en las explotaciones agrícolas. Si no se realizan los*



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



postratamientos necesarios en la planta desalinizadora, los agricultores necesitarán sofisticados sistemas de control y fertirrigación para hacer frente a un agua de riego con escasa mineralización y una calidad variable.

Estos sistemas deben incluir balsas de mezcla y regulación en parcela, sistemas de monitorización de la calidad del agua y sistemas de inyección de fertilizantes de rápida respuesta, que implican importantes inversiones.

Diversos autores señalan que el suministro de agua marina desalinizada con bajos niveles de mineralización y alcalinidad es frecuente dado la necesidad de minimizar los costes de los postratamientos y la ambigüedad de criterios de calidad existente. Por tanto, con el fin de evitar problemas asociados a la escasa mineralización del agua desalinizada para uso agrícola, deben proponerse criterios agronómicos de calidad a alcanzar tras el proceso de remineralización. Para este complejo objetivo se propone la constitución de un comité multidisciplinar que aborde esta cuestión para la singularidad del regadío español, de forma similar a como ya se ha hecho en Israel. El cumplimiento de unos estándares de calidad minimizaría los riesgos de carencias nutricionales y toxicidad que pudieran afectar a la producción y calidad de los cultivos.

...

Esta estrategia puede permitir un doble objetivo: por una parte disminuir en la medida de las posibilidades los postratamientos de las aguas desalinizadas para ajustar su calidad a las necesidades de los cultivos y, por otra parte, obtener un menor coste final al de la aplicación directa de agua marina desalinizada.

Los resultados ponen de manifiesto que el factor más limitante de la proporción de agua desalinizada en la mezcla es el contenido en boro. ...

Finalmente, se puede concluir que todos los problemas técnicos asociados al uso de agua marina desalinizada para el riego agrícola (adecuación nutricional a los requerimientos de los cultivos, toxicidad al boro, efectos sobre la estructura del suelo, efectos sobre las instalaciones de distribución, etc.) se pueden resolver mediante una correcta regulación de este tipo de suministros, que normalice la calidad a conseguir con los postratamientos, y optimice su gestión conjunta con otros recursos hídricos disponibles de origen continental. El desarrollo y aplicación de estas regulaciones específicas puede resultar en costes adicionales a los de la desalinización propiamente dicha, que deben ser identificados y cuantificados con el fin de valorar la viabilidad económica de cada suministro, dado que el coste final sigue siendo el principal factor limitante para la generalización de la aplicación de agua marina desalinizada al riego agrícola.”

Por todo lo expuesto, se puede concluir:

Colectivo Turcón Ecologistas en Acción

C/. Reyes Católicos 9
35200-Telde
turconsenderismo@gmail.com
www.turcon.es



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



1. No está garantizada la calidad y seguridad del agua desalinizada y embalsada en ambas presas para su posterior bombeo a otras zonas de la isla para el riego agrícola. Los niveles de evaporación de las aguas en verano es posible que provoquen concentraciones indeseadas de solutos, entre ellos el boro, aparte de otros desequilibrios químicos resultantes de dicha evaporación.
2. No existe, al menos públicamente, un proyecto de distribución de las aguas embalsadas de Chira y Soria para su uso agrícola una vez las presas hayan sido llenadas con agua desalinizada.
3. No existe ningún informe pormenorizado con el detalle de la variedad de cultivos, suelos, conducciones y depósitos a los que irán destinados los 700.000 m³ de agua desalinizada.
4. Tampoco se ha efectuado una relación de las comunidades de regantes, agricultores y otros productores del sector primario a los que vaya a ir destinada el agua desalinizada, ni se ha realizado un sondeo sobre el interés que puedan tener en dicha agua los agricultores, ni si el agua se va a vender, y a qué precio.
5. No existe ningún plan para controlar los niveles de boro y de sodio para garantizar que no afloren problemas graves en los cultivos y suelos agrícolas asociados, en el medio y largo plazo.
6. No existe ninguna previsión de crear un comité de control y seguimiento del impacto del agua industrial en los suelos y cultivos históricamente regados con agua de lluvia y de recursos (provenientes de pozos y galerías).

Estas cuestiones fueron planteadas en diversas alegaciones efectuadas tras la información pública de la solicitud de la declaración de impacto ambiental, exponiendo el temor a que el riego con agua desalada pudiera deteriorar suelos y cultivos, especialmente de frutales.

Cabe destacar que en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España, que ha sido evaluado por la Unión Europea, uno de los Hitos y Objetivos a cumplir es la Modernización de los Sistemas de Regadío en términos de ahorro de agua y eficiencia energética, por lo que parece inviable el gasto energético y la huella ecológica que supondrá desalinizar y transportar el agua a cotas superiores a 900 metros para riego. Se aboga y prioriza una forma de promover una utilización más eficiente del agua, como por ejemplo, la recogida y la depuración de aguas residuales, la reducción de las fugas en las redes de abastecimiento y la reutilización del agua regenerada, así como la captación de agua a través de soluciones basadas en la naturaleza. Todo ello a fin de garantizar el cumplimiento del principio DNSH, de no causar daño significativo al medio ambiente.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



11. **ALEGACIÓN DÉCIMA.** INCUMPLIMIENTO DE LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 6 DE LA DIRECTIVA “HABITATS”

El Decreto 41/2010 de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial de 23 de abril de 2010, dictado con la intención de legitimar la implantación de la CHChS, procedió a suspender para un ámbito territorial concreto y modificar, las siguientes regulaciones normativas:

- Plan Insular de Ordenación de Gran Canaria
- Plan Rector de Uso y Gestión del Parque Rural del Nublo
- Plan General de Ordenación Urbana de San Bartolomé de Tirajana
- Normas subsidiarias de Mogán

La suspensión y modificaciones acordadas en el Decreto, se amparaban en lo dispuesto en el artículo 47 “Suspensión de los Instrumentos de Ordenación” del derogado Decreto Legislativo 1/2000, que aprobaba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias, que en 2010, establecía:

1. El Consejo de Gobierno de la Comunidad Autónoma podrá suspender motivadamente la vigencia de cualquier instrumento de ordenación para su revisión o modificación, en todo o parte, tanto de su contenido como de su ámbito territorial. El acuerdo de suspensión se adoptará a propuesta del Consejero competente en materia de ordenación territorial y urbanística y a iniciativa, en su caso, de los Cabildos Insulares o de las Consejerías competentes en razón de su incidencia territorial y previos informe de la Comisión de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente de Canarias y audiencia del Municipio o Municipios afectados.

2. El acuerdo de suspensión establecerá las normas sustantivas de ordenación aplicables transitoriamente en sustitución de las suspendidas.

En el mismo sentido, el artículo 23, “Suspensión de la Vigencia de los Instrumentos de Ordenación” del también derogado Decreto 55/2006, por el que se aprobó el Reglamento de Procedimientos de los Instrumentos de Ordenación del Sistema de Planeamiento de Canarias:

1. El Gobierno de Canarias podrá suspender la vigencia de cualquier instrumento de ordenación con objeto de proceder a la alteración de su contenido mediante revisión o modificación. La suspensión podrá afectar, de forma parcial o integral, tanto al contenido normativo del instrumento de ordenación como a un área territorial concreta.

2. El acuerdo referido en el número anterior, debidamente motivado, se adoptará a propuesta del Consejero del Gobierno de Canarias competente en materia de ordenación territorial, y a iniciativa, en su caso, de los Cabildos Insulares o de las Consejerías de la Administración Pública de la Comunidad Autónoma de Canarias competentes en razón de la materia, previo informe de la Comisión de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente de Canarias, y previa audiencia del municipio o municipios afectados y, en su caso, del Cabildo Insular.

3. El plazo para el informe de la Comisión de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente de Canarias, y el trámite de audiencia de los Ayuntamientos y Cabildos afectados,



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



tendrán una duración de veinte días, salvo que se declare la urgencia al incoarse el expediente de suspensión, en cuyo caso se reducirán los plazos a la mitad.

4. El acuerdo de suspensión establecerá, en coherencia con las razones de interés público que motiven la adopción de esta medida excepcional, la normativa aplicable transitoriamente en sustitución de la suspendida que, en todo caso, debe garantizar los objetivos inmediatos contemplados en el acuerdo o resolución de suspensión, y su plazo de vigencia, debiendo publicarse conforme se establece en el art. 10 de este Reglamento.

5. Cuando se pretenda la implantación inmediata de usos, actividades o edificaciones de claro interés supralocal, la normativa provisional adoptada legitimará su ejecución o materialización, sin perjuicio de que, en un plazo no superior a seis meses, el planeamiento suspendido sea modificado o revisado para incorporar tal normativa a sus propias determinaciones.

La suspensión y modificaciones indicadas se acordaron de forma provisional, puesto que, según al artículo 23.5 del Reglamento, se pretendía la implantación inmediata de la Central Hidroeléctrica, concediendo 6 meses a las Administraciones implicadas para modificar de forma definitiva las modificaciones aprobadas.

Las modificaciones establecidas en el Decreto no han sido objeto de la evaluación ambiental prevista en el artículo 24 del Reglamento.

La modificación del PIO de Gran Canaria consiste en ampliar el concepto de “complejo” para el conjunto de edificaciones e instalaciones que conforme una unidad funcional cuyo uso principal sea el de central extensiva de producción de energías renovables.

Sin embargo, y transcurridos 11 años tras la promulgación del Decreto, dicha descripción de “complejo”, nunca ha sido introducida en el PIOGC.

En cuanto al Plan Rector de Uso y Gestión del Parque Rural del Nublo, se incluye un nuevo apartado en los puntos 2.3 (relativo a zonas de uso moderado) y 2.4 (relativo a zonas de uso tradicional) del apartado IV, sobre el Régimen Específico de Usos del documento normativo. El nuevo apartado consiste en añadir como uso autorizable en ambas zonas, el de “instalaciones vinculadas a complejos de aprovechamiento hidroeléctrico.

Se incluye además un plano en el que se señala topográficamente el ámbito territorial en el que se aplican las modificaciones establecidas en el Decreto.

Con estas modificaciones expresamente diseñadas para conseguir, sin mayores problemas, la autorización administrativa del proyecto de la CHChS, ha sido necesario realizar diversas reformas en el mismo, llegando al aprobado finalmente “Central Hidroeléctrica de Bombeo de Chira-Soria. Reformado del Proyecto de Construcción. Modificado II”.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



Pero ni con estas modificaciones ha sido posible que la totalidad del proyecto cumpla con la distinta normativa territorial y medioambiental.

- Parte del tendido eléctrico de alta tensión se desarrolla fuera del ámbito territorial suspendido.
- Parte de la red viaria proyectada se desarrolla fuera del ámbito territorial suspendido.
- Depósitos de inertes planeados fuera del ámbito territorial suspendido.

Dejando de lado el evidente incumplimiento de los requisitos de motivación de los que adolecen las modificaciones establecidas en el Decreto 41/2010, debe concluirse que el Proyecto aprobado es incompatible con el planeamiento en vigor, tanto en 2010, como en la actualidad, pues parte de las instalaciones proyectadas discurren fuera el ámbito territorial suspendido en el Decreto 41/2010.

Puesto que dicha incompatibilidad es insalvable, el Gobierno de Canarias ha acudido de nuevo al rescate del Proyecto, y aprovechando la situación creada por la epidemia "Covid", y teniendo perfecto conocimiento de que el Proyecto era incompatible con el planeamiento territorial y medioambiental, el 10 de septiembre de 2020, aprovechó el dictado del Decreto Ley 15/2020, de medidas urgentes de impulso de los sectores primario, energético, turístico y territorial de Canarias, para modificar el artículo 6.bis de la Ley 11/1997, que regula el sector eléctrico canario, de la siguiente forma:

"Artículo 6 bis. Procedimiento excepcional para obras de interés general para el suministro de energía eléctrica.

1. Cuando razones justificadas de urgencia o excepcional interés aconsejen la modernización o el establecimiento de instalaciones de generación, transporte o distribución eléctrica, la Consejería competente en materia de energía podrá declarar el interés general de las obras necesarias para la ejecución de dichas instalaciones.

2. Los proyectos de construcción, modificación y ampliación de las instalaciones a que se refiere el apartado anterior, se someterán a un régimen especial de autorización y no estarán sujetos a licencia urbanística o a cualquier otro acto de control preventivo municipal o insular.

3. Una vez declarado el interés general de las obras, el proyecto será remitido al Ayuntamiento y al Cabildo Insular correspondiente por el órgano competente para su autorización, para que en el plazo de un mes, informen sobre la conformidad o disconformidad de dicho proyecto con el planeamiento territorial o urbanístico en vigor.

Dicha consulta se evacuará conjunta y simultáneamente con el trámite de consultas propio del procedimiento de autorización sustantiva de la instalación.

4. Transcurrido el plazo conferido sin que la corporación local haya emitido informe, o bien cuando esta se inhiba de emitirlo, se entenderá que dicho informe es favorable en cuanto a la conformidad del proyecto con el planeamiento de su competencia, salvo que



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



dicho proyecto afecte a suelo rústico de protección ambiental o categoría equivalente según la Disposición Transitoria tercera de la Ley 4/2017, de 13 de julio, del Suelo y de los Espacios Naturales Protegidos de Canarias, o bien se contravengan de forma manifiesta parámetros básicos de la ordenación territorial, de los recursos naturales o urbanística.

No obstante, si la corporación local emite informe antes de la emisión de la autorización sustantiva del proyecto, aun siendo extemporáneo, será tenido en cuenta por el órgano instructor.

Cuando los informes de las corporaciones locales afectadas se pronuncien favorablemente sobre la compatibilidad del proyecto con el planeamiento de su competencia, o bien dichos informes se entiendan favorables por no haber sido emitidos en plazo o por haberse inhibido la entidad local, la autorización especial a que se refiere este artículo quedará subsumida en la autorización sustantiva del proyecto.

5. En caso de que el proyecto deba ser modificado durante el procedimiento de autorización sustantiva y la modificación tenga relevancia territorial, se realizará un nuevo trámite de consulta al Cabildo y al Ayuntamiento por plazo de quince días, aplicándose al resultado de dicho trámite el régimen previsto en el apartado anterior.

En particular, y sin carácter exhaustivo, se entenderá que tiene relevancia territorial toda aquella modificación que implique incremento de volumen, altura, edificabilidad u ocupación de suelo, cambio de uso, cambio de ubicación o trazado de las instalaciones, o afección a nuevos suelos o su correspondiente vuelo o subsuelo.

6. En caso de detectarse disconformidad con el planeamiento, inexistencia de éste, o ausencia de ordenación concreta aplicable al proyecto, se elevará dicho proyecto al Gobierno de Canarias, el cual decidirá si procede o no su ejecución y, en el primer caso, precisará los términos de la ejecución y ordenará la Administración competente la adaptación del planeamiento correspondiente con ocasión de la primera modificación sustancial del mismo.

7. La autorización sustantiva, en caso de conformidad expresa o presunta de las Administraciones públicas consultadas en cuanto a la compatibilidad del proyecto con el planeamiento o, en su defecto, el acuerdo favorable del Gobierno de Canarias al que se refiere el apartado anterior, legitimarán por sí mismos la ejecución de los actos de construcción, edificación y uso del suelo incluidos en los correspondientes proyectos de instalaciones de generación, transporte y distribución, sin necesidad de ningún otro instrumento de planificación territorial o urbanística y tendrán el carácter de autorización especial equivalente a la licencia urbanística municipal, a los efectos de lo previsto en el artículo 100.1 del Texto Refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, o norma que lo sustituya,



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



con relación al devengo y a la liquidación municipal de oficio o a la autoliquidación del Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras.

Al amparo de dicho artículo, que permite al Gobierno de Canarias hacer caso omiso de cualquier norma territorial o ambiental, cuando tenga interés en establecer instalaciones de generación de energía eléctrica, el 25 de noviembre de 2021 aprueba el Decreto 114/2021 acordando la ejecución del Proyecto, ordenando a todas las administraciones responsables de cualquier norma urbanística o ambiental violentada por el mismo, que procedan a modificar dichas normas, para que se adapten al proyecto, y para aplicar este cheque en blanco urbanístico, tan solo es necesario realizar una rutinaria declaración de que la instalación es urgente y que tiene un excepcional interés general.

Y así, en el nuevo Decreto 114/2021 vuelve a indicarse a las Administraciones afectadas:

Segundo: Ordenar paralelamente la iniciación del procedimiento de modificación del Plan Insular de Ordenación de Gran Canaria, las Normas Subsidiarias de Planeamiento de Mogán, la Ordenanza Municipal provisional Zonas Libres del municipio de Mogán, así como la Orden del Consejero de Educación, Universidades y Sostenibilidad de fecha de 18 de noviembre de 2013 en lo relativo al Plan de Gestión de la ZEC ES7011004 Macizo de Tauro II. Todo ello, en el plazo de seis meses desde la notificación del presente Decreto, respecto de todas aquellas determinaciones que resulten incompatibles con la ejecución del proyecto o bien no resulten suficientes para legitimar la ejecución del proyecto.”

Pero lo que no pueden modificar las autoridades canarias y españolas es la normativa comunitaria, que tiene primacía sobre la normativa canaria y española.

El Decreto 114/2021 reconoce explícitamente que, a pesar de lo dispuesto en el Decreto 41/2010, el Proyecto autorizado no se ajusta al Plan Insular de Ordenación de Gran Canaria, ni a las Normas Subsidiarias de Planeamiento de Mogán, ni a la Ordenanza Municipal provisional sobre Zonas Libres del municipio de Mogán, ni al Plan de Gestión de la ZEC ES701104 del Macizo de Tauro II.

En realidad tampoco se adecúa a los planes de gestión del resto de zonas ZEC que van a resultar profundamente afectadas por la ejecución del Proyecto, puesto que se vulnera lo dispuesto en las Directivas europeas sobre hábitats y sobre aves, que exigen que cualquier plan o proyecto que se pretenda implantar en dichas zonas, adopte las adecuadas medidas compensatorias que garanticen la protección de la coherencia global de la red Natura 2000. La responsabilidad principal de la correcta aplicación de estas normas recae en las autoridades de los Estados miembros.

El proyecto cuya ejecución es objeto de la resolución recurrida, como se ha indicado, se desarrolla dentro de los límites de la Reserva de la Biosfera de Gran Canaria y afecta a varias áreas protegidas: ZEC Franja Marina de Mogán (ES7010017), ZEC Macizo de Tauro II (ES7011004), ZEC y ZEPA Tauro (ES0000113), ZEC Pilancones (ES7010010), ZEC El Nublo II (ES7010039) y ZEPA Ayagaures y Pilancones (ES0000110). Por otro lado y debido a su cercanía con el lugar del proyecto, el Estudio de Impacto Ambiental aprobado, también toma en consideración la ZEC Roque



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Nublo (ES7010019) y la ZEC y ZEPA de Ojeda, Inagua y Panojales (ES0000041), aunque descarta, erróneamente, que puedan verse afectadas directamente o indirectamente.

1. ZEC Franja Marina de Mogán

La ZEC Franja Marina de Mogán cuenta con las medidas de conservación previstas en la Orden ARM/2417/2011, de 30 de agosto, por la que se declaran zonas especiales de conservación los lugares de importancia comunitaria marinos de la región biogeográfica Macaronésica de la Red Natura 2000.

Las medidas de conservación identifican el HIC bancos de arena cubiertos permanentemente por agua marina poco profunda (1.110) y las especies de interés comunitario tortuga boba (*Caretta caretta*) y delfín mular (*Tursiops truncatus*). Respecto de la tortuga boba, las medidas indican que se desconoce el número de individuos que frecuentan la zona pero que es mayor en zonas cercanas a la costa y de poca profundidad dentro de la plataforma donde las fuentes de alimentación son de fácil acceso. En cuanto al delfín mular, en las medidas de conservación se estima una población de menos de cien individuos, aumentando su abundancia hacia los límites externos de la ZEC, donde la profundidad es mayor.

Al margen de estos hábitats y especies, en el plan referido se hace constar la presencia del HIC arrecifes (1.170) y de otras especies animales y vegetales de interés comunitario que requieren una protección estricta, como es el rorcual común (*Balaenoptera pycalus*), el delfín común (*Delphinus delphis*), el calderón gris (*Grampus griseus*), el delfín listado (*Stenella coeruleoalba*), el delfín moteado (*Stenella frontalis*), el delfín de diente rugoso (*Steno bredanensis*) y la tortuga laúd (*Dermochelys coriácea*), así como la presencia invasiva del erizo diadema (*Diadema antillarum*).

A pesar de que las medidas de conservación identifican como presión principal y amenaza, la existencia de numerosos puntos de vertidos de aguas residuales y de salmuera, algunos de ellos con afección grave para la zona, el EsIA no menciona este hecho al analizar los impactos sobre esta ZEC. Además, no se cuenta con censos actualizados sobre el estado de la tortuga boba y el delfín mular, remitiéndose en este punto a las estimaciones previstas en las Medidas de Conservación, elaboradas hace más de diez años.

Según lo previsto en el EsIA, esta ZEC se va a ver directamente afectada por la construcción de 233 metros de la conducción de toma de agua marina y por la propia obra de toma de agua marina. Además, indirectamente también pueden producirse afecciones sobre esta ZEC debido a la construcción del emisario y a los propios vertidos de salmuera una vez comience la EDAM a funcionar. No obstante lo anterior, el EsIA concluye que no se van a producir efectos significativos al entender que no existe el HIC bancos de arena cubiertos por agua marina, poco profundos, en la zona afectada y su proyecto, ni tampoco sobre las especies antedichas.

A este respecto es de señalar que el EsIA ni siquiera ha valorado de forma independiente las dos especies afectadas –tortuga boba y delfín mular–, que ocupan espacios distintos dentro de la ZEC, a la hora de descartar la inexistencia de impactos significativos, limitándose a indicar que la zona



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



afectada no está considerada como de principal importancia para ambas, entendiendo que la localización del punto de vertido de salmuera a unos metros de la ZEC es suficiente para evitar esos impactos. Por otro lado tampoco parece razonable argüir, como hace el EsIA, que el carácter limitado en el tiempo, de los impactos causados por las obras, es una circunstancia favorable, dado que se trata de una obra con una duración prevista de más de cinco años.

2. ZEC Macizo de Tauro II

La ZEC Macizo de Tauro II cuenta con un Plan de Gestión aprobado en el año 2016 en el que se identifica la existencia de tres HIC: matorrales termomediterráneos y preestépico (5.330), campos de lava y excavaciones naturales (8.320) y pinares endémicos canarios (9.550). El plan contempla la presencia de una especie de las previstas en el Anexo I de la Directiva Aves, el pájaro carpintero de Gran Canaria (*Dendrocopos major tanneri*, A428), y una especie de las previstas en el Anexo II de la Directiva Hábitats la genista linifolia (*Teline rosmarinifolia*, 1565). Por último el Plan de Gestión también menciona la presencia de algunas especies animales protegidas, como la lisa de Gran Canaria (*Chalcides sexlineatus*), el perequén de Boettger (*Tarentola boettgeri*), el murciélago montañoso (*Hypsugo savii*) el cuervo canario (*Corvus corax canariensis*) y el cigarrón palo de Gran Canaria (*Acrostira tamarani*), así como especies vegetales tales como el cabezón de Gran Canaria (*Cheirolophus Arbutifolius*), el drago de Gran Canaria (*Dracaena tamaranae*), la lajarilla de Gran Canaria (*Helianthemum tholiforme*) y la chicharilla canaria fina (*Vicia filicaulis*).

Esta ZEC se va a ver afectada directamente por la construcción de 9.428 metros de línea eléctrica de evacuación y por la implantación del anexo de instalaciones a la central (5.918 metros) y la impulsión de agua producto (6.841 metros, de los cuales 3.750 metros discurren sobre el lecho del barranco de Arguineguín). Según lo previsto en el propio EsIA, esta afectación se va a producir en la zona de conservación prioritaria prevista en el Plan de Gestión, afectando tanto a los hábitats como a la especie de interés comunitario, y en las zonas de restauración y de transición.

La línea eléctrica afectará al HIC matorrales termomediterráneos y preestépico de forma permanente en 550 m² y de forma temporal mientras durante la fase de construcción a 367 m². En cuanto a la *Teline rosmarinifolia*, el propio EsIA explica que no puede descartarse totalmente su presencia en la zona del proyecto.

3. ZEC El Nublo II

La ZEC “El Nublo II” cuenta con un Plan de Gestión aprobado en el año 2016 en el que se identifica la existencia de los siguientes HIC: Matorrales termomediterráneos y preestépico (5.330), Prados húmedos mediterráneos de hierbas altas de Molinio Holoschoenion (6.420), Pendientes rocosas silíceas con vegetación casmofítica (8.220), Galerías y matorrales ribereños termomediterráneos (Nerio-Tamaricetea y Securinegion tinctoriae) (9.200), Palmerales de Phoenix (9.370) y Pinares endémicos canarios (9.550). Además, el Plan de Gestión identifica la presencia de las siguientes especies: *Dendriopoterium pulidoi* (1.538), *Teline rosmarinifolia Prioritaria* (1.565), *Limonium sventenii* (1.648), *Isoplexis isabelliana* (1.728), *Globularia sarcophylla* (1.738) y *Tanacetum ptarmiciflorum* (1.820).



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



Además de lo anterior, el Plan de Gestión menciona la presencia de otras especies encuadradas en distintas categorías, desde en peligro de extinción hasta vulnerable, como son *Juniperus cedrus*, *Limonium viaroense*, *Hypericum coadunatum*, *Helianthemum inaguae*, *Helianthemum tholiforme*, *Crambe scoparia*, *Salix canariensis*, *Scrophularia calliantha*, *Cheirolophus arbutifolius*, *Dracaena tamaranae*, *Anguilla anguilla*, *Burhinus oedichnemus*, *Corvus corax ssp. Canariensis*, *Fringilla teydea ssp. Polatzeki*, *Acrostira tamarani*, *Carabus coarctatus* y *Graptodytes delectus*.

Esta ZEC se va a ver afectada por diversos elementos del proyectos, subterráneos (galerías y túneles) y en superficie (plataforma Superior, depósito de inertes e instalaciones de obra y viales), afectando a la Zona de Conservación de la ZEC.

4. ZEC Pilancones y ZEPA Ayagaures y Pilancones

La ZEC Pilancones cuenta con un Plan de Gestión del año 2016 en el que se identifica la existencia de cinco HIC: Matorrales termomediterráneos y preestépicos (5.330), Campos de lava y excavaciones naturales (8.220), Palmerales de Phoenix (9.370) y Pinares endémicos canarios (9.550). Además, el Plan contempla la existencia de la especie vegetal *Teline rosmarinifolia* (1.565) y de tres especies animales protegidas: el pájaro carpintero canario (*Dendrocopos major tahanneri*, A428), el pinzón azul (*Fringilla teydea*, A449), el camachuelo trompetero (*Bucanetes githagnieus*, A452) y el halcón peregrino (*Falco pelegrinoides*, A103).

Además de lo anterior, el Plan de Gestión menciona la presencia de otras especies encuadradas en distintas categorías, incluidas algunas en peligro de extinción: *Dracaena tamaranae*, *Limonium preauxii*, *Vicia filicaulis*, *Helianthemum tholiforme*, *Sideritis sventenii*, *Chalcides sexlineatus*, *Hypsugo savii*, *Acrostira tamarani*, *Graptodytes delectus*, *Corvus corax canariensis*, *Fulica atra*, *Gallinula chloropus* y *Anguilla anguilla*.

Esta ZEPA se va a ver afectada de forma directa por la obra de acondicionamiento de la carretera GC-604 en un área de 2.005 m² y de forma indirecta por las obras de construcción de galerías del circuito hidráulico y plataformas del entorno al embalse de Chira y por el trazado de la línea de media tensión a lo largo de 525 metros.

A pesar de ello, el EsIA descarta que las obras a realizar puedan afectar significativamente a las especies objetivo de conservación, si bien reconoce la generación de molestias a los individuos de picapinos canario (*Dendrocopos major thanneri*) y pinzón azul (*Fringilla teydea*), que pueden materializarse en la evitación de la zona e incluso en el fracaso de la reproducción. Por otro lado el EsIA califica como moderado el riesgo que produce el ramal de línea de media tensión en cuanto al peligro de colisión, aunque descarta que se trate de un efecto significativo. De la misma forma el EsIA también descarga que el riesgo de electrocución constituya un efecto negativo.

Tal y como se ha explicado, el EsIA no ha contado con censos poblaciones actualizados y, en algunas ocasiones, ni siquiera con prospecciones puntuales que pudieran arrojar luz sobre el estado actual de las poblaciones de ciertas especies protegidas, como es el caso de la *Teline rosmarinifolia* en la ZEC Macizo del Tauro II. Esta falta de diligencia a la hora de realizar una evaluación adecuada



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción



entra en contradicción con las exigencias prescritas por la Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres, en su artículo 6.3, y en el artículo 46.4 de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

Artículo 6.3 de la Directiva Hábitats. 3. Cualquier plan o proyecto que, sin tener relación directa con la gestión del lugar o sin ser necesario para la misma, pueda afectar de forma apreciable a los citados lugares, ya sea individualmente o en combinación con otros planes y proyectos, se someterá a una adecuada evaluación de sus repercusiones en el lugar, teniendo en cuenta los objetivos de conservación de dicho lugar. A la vista de las conclusiones de la evaluación de las repercusiones en el lugar y supeditado a lo dispuesto en el apartado 4, las autoridades nacionales competentes sólo se declararán de acuerdo con dicho plan o proyecto tras haberse asegurado de que no causará perjuicio a la integridad del lugar en cuestión y, si procede, tras haberlo sometido a información pública.

Artículo 46.4 de la LPNB. 4. Cualquier plan, programa o proyecto que, sin tener relación directa con la gestión del lugar o sin ser necesario para la misma, pueda afectar de forma apreciable a las especies o hábitats de los citados espacios, ya sea individualmente o en combinación con otros planes, programas o proyectos, se someterá a una adecuada evaluación de sus repercusiones en el espacio, que se realizará de acuerdo con las normas que sean de aplicación, de acuerdo con lo establecido en la legislación básica estatal y en las normas adicionales de protección dictadas por las comunidades autónomas, teniendo en cuenta los objetivos de conservación de dicho espacio. A la vista de las conclusiones de la evaluación de las repercusiones en el espacio y supeditado a lo dispuesto en el apartado 5, los órganos competentes para aprobar o autorizar los planes, programas o proyectos sólo podrán manifestar su conformidad con los mismos tras haberse asegurado de que no causará perjuicio a la integridad del espacio en cuestión y, si procede, tras haberlo sometido a información pública. Los criterios para la determinación de la existencia de perjuicio a la integridad del espacio serán fijados mediante orden del Ministro de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, oída la Conferencia Sectorial de Medio Ambiente.

El Tribunal de Justicia de la Unión Europea ha interpretado las exigencias de la normativa citada en el sentido de exigir el mayor nivel de certeza posible sobre la base de las mejores técnicas disponibles. Así, por ejemplo, en la Sentencia del asunto C-418/04, Apartado 243, el TJUE ha indicado lo siguiente:

*En virtud del artículo 6, apartado 3, de la Directiva sobre los hábitats, una adecuada evaluación de las repercusiones sobre el lugar de que se trate del plan o proyecto implica que, antes de la aprobación de éste, es preciso identificar, **a la luz de los mejores conocimientos científicos en la materia**, todos los aspectos del plan o del proyecto que, por sí solos o en combinación con otros planes o proyectos, puedan afectar a los objetivos de conservación de ese lugar.*



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



Es decir: el nivel exigible a la adecuada evaluación es máximo y no se trata de «*un mero acto administrativo formal, sino que debe proporcionar un análisis en profundidad acorde con los objetivos de conservación establecidos para el lugar de que se trate*» (STJUE de 14 de abril de 2005, asunto C-441/03, apartado 22).

En este sentido no resultan admisibles expresiones como “*no se puede descartar*” o “*se carece de datos*”, como las contenidas en el EsIA. En este sentido se ha pronunciado el TJUE al interpretar el meritado artículo 6.3 de la Directiva de Hábitats, afirmando de forma contundente lo siguiente (asunto C404/09):

Una evaluación efectuada en cumplimiento del artículo 6, apartado 3, de la Directiva sobre los hábitats, no puede considerarse apropiada si presenta lagunas y no contiene constataciones y conclusiones completas, precisas y definitivas que puedan disipar cualquier duda científica razonable sobre los efectos de las obras previstas para la ZEPA de que se trate.

De conformidad con lo manifestado entendemos que no se ha producido una evaluación adecuada de las repercusiones del proyecto en los distintos espacios de la Red Natura 2000 que resultan afectados, ni las medidas compensatorias propuestas son por tanto suficientes para evitar la afección a la coherencia global de la red, lo que supone una vulneración del artículo 6.3 de la Directiva sobre los Hábitats y del artículo 46.4 de la Ley del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

El apartado 4, con el que se cierra el artículo 6 de la Directiva 92/43/CEE relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres, señala:

4. Si, a pesar de las conclusiones negativas de la evaluación de las repercusiones sobre el lugar y a falta de soluciones alternativas, debiera realizarse un plan o proyecto por razones imperiosas de interés público de primer orden, incluidas razones de índole social o económica, el Estado miembro tomará cuantas medidas compensatorias sean necesarias para garantizar que la coherencia global de Natura 2000 quede protegida. Dicho Estado miembro informará a la Comisión de las medidas compensatorias que haya adoptado.

En caso de que el lugar considerado albergue un tipo de hábitat natural y/o una especie prioritarios, únicamente se podrán alegar consideraciones relacionadas con la salud humana y la seguridad pública, o relativas a consecuencias positivas de primordial importancia para el medio ambiente, o bien, previa consulta a la Comisión, otras razones imperiosas de interés público de primer orden.

Independientemente de las conclusiones vertidas en el EsIA, no es discutible que la implantación de la CHChS va a tener importantes repercusiones negativas sobre varias zonas ZEC, y que no se ha planteado en ningún momento la alternativa 0, es decir, la no ejecución del proyecto. Lo que sí

Colectivo Turcón Ecologistas en Acción

C/. Reyes Católicos 9
35200-Telde
turconsenderismo@gmail.com
www.turcon.es



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



ha quedado claro en la Declaración de Impacto Ambiental, es que se han adoptado numerosas medidas compensatorias, que no se ha informado de las mismas a la Comisión Europea, y que no se ha informado por el simple hecho de que son totalmente inaceptables, puesto que el lugar afectado alberga especies prioritarias, y el proyecto aprobado no busca salvaguardar ni la salud humana, ni la seguridad pública, ni va a tener consecuencias positivas de primordial importancia para el medio ambiente, ni existe ninguna razón imperiosa de interés público de primer orden que la justifique.

12. **ALEGACIÓN UNDÉCIMA.**- APARTAMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES EFECTUADAS POR LA AUTORIDAD REGULADORA Y DEL CONSEJO DE ESTADO

La Directiva 2019/944 define la figura de la Autoridad Reguladora en el sector de la energía eléctrica para cada estado, con representación en el Consejo de Reguladores de la ACER. Dicha autoridad gozará de absoluta independencia de cualquier otra entidad pública o privada, cada uno de los Estados garantizará dicha independencia y la dotará de los medios suficientes para el desempeño de sus funciones, entre las que figuran, según dispone el artículo 59 y ss.:

- a) *establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución o sus metodologías o las dos cosas;*
- b) *asegurar el cumplimiento por los gestores de las redes de transporte y los gestores de las redes de distribución, ... , de las obligaciones impuestas en virtud de la presente Directiva, el Reglamento (UE) 2019/943, los códigos de red y las directrices adoptados en virtud de los artículos 59, 60 y 61 del Reglamento (UE) 2019/943, y cualquier otra disposición aplicable del Derecho de la Unión, incluso en lo que se refiere a cuestiones transfronterizas, así como de las decisiones de la ACER;*
- j) *velar por que no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de suministro, transporte y distribución u otras actividades eléctricas y no eléctricas;*
- k) *controlar los planes de inversión de los gestores de redes de transporte, y presentar en su informe anual una evaluación del plan de inversiones de los gestores de redes de transporte en lo que se refiere a su adecuación al plan de desarrollo de la red en el conjunto de la Unión, dicha evaluación podrá incluir recomendaciones para modificar esos planes de inversión;*
- l) *controlar y evaluar la prestación de los gestores de redes de transporte y de los gestores de redes de distribución en relación con el desarrollo de una red inteligente que promueva la eficiencia energética y la integración de energía procedente de fuentes renovables, basándose en un conjunto limitado de indicadores, y publicar un informe nacional cada dos años, que incluya recomendaciones;*
- v) *controlar las inversiones en capacidad de generación y almacenamiento en relación con la seguridad de suministro;*



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



La Ley española 34/1988 designó a la Comisión Nacional de Energía como ente regulador de los sistemas energéticos españoles. La Ley 3/2013 creó la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia en la que se integraron diversas autoridades reguladoras, entre ellas la de la energía, por lo que actualmente, la autoridad reguladora española del mercado de la energía la ostenta la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC), que asume potestades normativas de acuerdo a lo establecido en el título II de su ley de creación y las atribuciones contenidas en diversas normas sectoriales. El artículo 7 en concreto, atribuye a la CNMC la potestad de regular numerosos aspectos del sector eléctrico mediante circulares y dicha atribución, derivada de la modificación de la Ley 3/2013 efectuada por la Ley 1/2019 viene provocada por el dictamen de la Comisión Europea recogiendo el incumplimiento del Estado Español de las reglas recogidas en las Directivas 2009/72 y 73/CE.

Cuando las circulares de la CNMC, con rango normativo equivalente al de disposiciones reglamentarias, desarrollan normas de rango legal o transponen o ejecutan derecho comunitario, de conformidad al artículo 22 de la Ley Orgánica del Consejo de Estado, es obligatorio recabar el preceptivo informe al Consejo de Estado.

Como ejemplo de textos normativos sectoriales que establecen la potestad normativa de la CNMC tenemos la Ley 17/2013, la que impone la titularidad de la CHChS a REE, que en su artículo 2 establece que el establecimiento de un régimen retributivo adicional a la actividad de producción eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares requerirá en todo caso un informe de la CNMC.

Comisión Nacional de Energía, la actual CNMC o el Consejo de Estado han emitido diversos informes y dictámenes en el que han valorado la utilidad y conveniencia de las centrales hidroeléctricas reversibles o de bombeo.

I.- Informe 21/2013 de la Comisión Nacional de Energía

El Informe 21/2013 de la Comisión Nacional de Energía se elabora en relación al proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios peninsulares, y puso de manifiesto, entre otras cuestiones:

A) Conflicto de intereses del Operador del Sistema, Red Eléctrica de España S.A.U.

La Comisión Nacional de Energía considera que, en principio, podrían concurrir determinados conflictos de intereses entre las actividades del Operador del Sistema (OS) y su papel como transportista único y titular además de las unidades de bombeo:

En concreto, se señalan los siguientes:

- *El OS establece el orden de mérito económico y su modificación por razones de seguridad; se pondría en cuestión su objetividad, por ejemplo, a la hora de*



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



evaluar los servicios suministrados por las centrales de bombeo, o en la determinación de las horas en que han de ser despachadas.

- El OS asume en los sistemas eléctricos no peninsulares las restantes funciones del operador del mercado, en cuanto realiza, entre otros, la liquidación y comunicación de los pagos y cobros a los agentes, así como el cálculo del coste individual de cada instalación de generación; son tareas, aunque tasadas, que deberían ser ejercidas por un agente independiente, ajeno a la actividad de producción.*
- El OS propone nuevos Procedimientos de Operación (POs) o modificaciones a los existentes; esta labor se vería dificultada en la medida en que los POs imponen obligaciones a los grupos de generación y condicionan su funcionamiento.*
- El OS controla la disponibilidad de las plantas, que a su vez determina el derecho a percibir el coste fijo estándar, denominado garantía de potencia; además, debería declarar(se) –a sí mismo– su indisponibilidad, dar(se) órdenes de arranque y, en su caso, aplicar(se) la correspondiente penalización.*
- El OS, además de ser responsable de la planificación de las nuevas infraestructuras de red, tendría un papel decisivo en el proceso de desarrollo de la generación, calculando la reserva de cada sistema, proponiendo la construcción y tecnología preferente de los nuevos grupos con derecho de retribución adicional y concediendo a los mismos el acceso a la red de transporte.*
- El OS debe proponer la potencia necesaria máxima, la necesidad de nueva potencia e informar las condiciones de los nuevos generadores para que obtengan la resolución de compatibilidad que les da derecho a percibir la retribución adicional. Lo anterior no podría ser asumible si el OS tuviera carácter de generador con intereses similares a los de la nueva capacidad que informa.*

B) Conveniencia o no de centrales de bombeo

Como consecuencia de la penetración de renovables no gestionables, debe analizarse en la planificación la conveniencia o no de abordar proyectos de interconexión submarina entre islas e instalaciones de bombeo, dados los elevados costes de estas instalaciones, en tanto se encuentren operativos los actuales grupos de generación que pueden servir como respaldo o “back up”, para permitir la penetración de una gran cantidad de fuentes de energía renovables, sin incrementar los costes. Adicionalmente, también cabría la posibilidad de analizar la utilización de los vertidos de las instalaciones renovables (en su caso, con la consiguiente compensación económica) para incrementar aún más la cuota de renovables frente a la alternativa, en principio más costosa, de instalar bombeos. Debe subrayarse que el carácter invariablemente singular de bombeos e interconexiones submarinas exige el refuerzo de la cautela regulatoria en el análisis coste-beneficio de dichas instalaciones; el presupuesto que sirva de referencia para emitir la correspondiente

Colectivo Turcón Ecologistas en Acción

C/. Reyes Católicos 9
35200-Telde
turconsenderismo@gmail.com
www.turcon.es



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



autorización debiera revestir carácter vinculante, y se recomienda que posibles desvíos ulteriores respecto al mismo sean soportados por el adjudicatario en una proporción predeterminada, no recayendo la totalidad de los mismos sobre el consumidor final.

El presupuesto de una sola instalación de bombeo o de una sola interconexión, cuyo principal objetivo declarado es permitir la integración de un mayor volumen de renovables, puede ser suficiente para indemnizar un volumen muy significativo de vertidos durante toda la vida económica de las instalaciones de producción económicamente más competitivas. Adicionalmente, debe tenerse presente que, a medida que mejore: 1) la capacidad de gestión de la demanda, en particular mediante la generalización de los contadores electrónicos y la transmisión a los consumidores de la señal de precio del despacho, y 2) la precisión de los modelos de previsión de generación renovable, menor será la necesidad de recurrir a los vertidos, que se pagan a medida que se producen, en tanto que el coste de inversión de bombes y cables es, desde mucho antes de comenzar su explotación, un coste hundido.

C) Considerando todo lo expuesto se puede concluir:

Son manifiestas las reticencias que la Comisión Nacional de la Energía tenía respecto a la ejecución de la Central de Bombeo reversible Chira-Soria: por el conflicto de intereses de Red Eléctrica de España en el ejercicio de sus funciones, así como por la conveniencia o no de la implantación de estas tecnologías. Ni se ha realizado un análisis coste-beneficio para valorar los costes que conlleva la implantación de una tecnología frente a otras y los beneficios que puedan suponer, ni un análisis de coste-eficiencia para tratar de analizar cuáles son los mejores medios tecnológicos para lograr unos fines.

A pesar de ello, las distintas administraciones involucradas han hecho caso omiso a dichas consideraciones, continuando con un proyecto reprobable desde cualquier punto de vista en el que se analice.

**II.- Informes sobre el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética.
IPN/CNMC/004/20**

Con motivo del anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, la CNMC elaboró el informe IPN/CNMC/004/20, y que puso de manifiesto, entre otras cuestiones:

En el apartado II.2.10 relativo a Disposición final primera. Sobre la titularidad de las instalaciones de almacenamiento por parte de los gestores de redes

La disposición final primera del anteproyecto prevé la creación de dos nuevos sujetos del sistema eléctrico, mediante la adición de sendos guiones al apartado 1 del artículo 6 de la LSE, a saber: los titulares de instalaciones de almacenamiento y los agregadores de demanda. Define los primeros como aquellas «[...] personas físicas o jurídicas que



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica.» Y añade, a continuación: «Todo ello sin perjuicio de la posibilidad de que los sujetos productores, consumidores o titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición.»

Se valora positivamente la creación de esta última figura, ya que favorece la adaptación de la normativa a la nueva realidad tecnológica que está viviendo el sector energético, especialmente en materia de instalaciones de almacenamiento de energía de pequeña escala (baterías, volantes de inercia, etc.), puesto que las tecnologías maduras de media y gran escala, como el bombeo hidráulico, ya estarían actualmente contempladas en la regulación, si bien asimiladas a las instalaciones de generación a todos los efectos. Sin perjuicio de dicha valoración positiva, conviene introducir el siguiente inciso en el precepto: «los gestores de redes de transporte y distribución no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía», de acuerdo con lo establecido en los artículos 36.1 y 54.1 de la Directiva (UE) 2019/944.

De esta forma, puede aprovecharse para transponer lo previsto en los dichos artículos 36 y 54 de la Directiva (UE) 2019/944, en cuanto a que los gestores de redes de distribución o de transporte no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía, salvo que se autoricen debidamente las posibles excepciones a esta prohibición general, según los requisitos y bajo las condiciones que allí se recogen. Así, y puesto que la titularidad de las instalaciones de almacenamiento podría llegar a recaer excepcionalmente en los gestores de las redes de transporte o de distribución, se recomienda que el anteproyecto salvaguarde la obligación de objeto exclusivo que establece el artículo 12.1 ('Separación de actividades') de la LSE y la Directiva 2009/72/CE38, esto es, deberá asegurarse el cumplimiento del principio de separación entre actividades reguladas y liberalizadas de electricidad con objeto de garantizar los criterios de independencia previstos en dicho artículo.

Esta es la literalidad del artículo 54.2; el 36.2 es análogo, pero referido a los gestores de redes de distribución, en lugar de a los de transporte:

«2. Como excepción a lo dispuesto en el apartado 1, los Estados miembros podrán autorizar a los gestores de redes de transporte a poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía, cuando sean componentes de red plenamente integrados y las autoridades reguladoras hayan concedido su aprobación, o si se cumplen todas las condiciones siguientes:

a) tras un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio [...], no se haya concedido a otras partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



dichas instalaciones, o no puedan prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno;

b) dichas instalaciones o servicios auxiliares de no frecuencia sean necesarios para que los gestores de redes de transporte cumplan sus obligaciones [...] y no sean utilizados para comprar o vender electricidad en los mercados de la electricidad; y

c) la autoridad reguladora haya valorado la necesidad de dicha excepción, [...] y haya concedido su aprobación. [...]».

III.- Dictamen del Consejo de Estado 204/2020

Por otro lado, la Comisión Permanente del Consejo de Estado, en sesión celebrada el 12/03/2020, emitió por unanimidad dictamen en cumplimiento de la Orden de V.E de 3 de marzo de 2020. El Consejo de Estado ha examinado el expediente relativo al anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

Se extrae lo relativo a la disposición final primera:

La disposición final primera modifica la Ley del Sector Eléctrico con la finalidad de incluir la regulación del almacenamiento y de los agregadores de demanda, transponiendo con ello parcialmente la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

En particular, se contempla la posibilidad de que los titulares de redes de transporte y distribución puedan ser titulares de instalaciones de almacenamiento sin perder su condición de transportista o distribuidor. No cabe ignorar, sin embargo, que los artículos 36 y 54 de dicha directiva establecen determinados límites para que los gestores de distribución y transporte puedan ser titulares de dichas instalaciones; así lo refleja el apartado 1 del artículo 36 cuando establece como principio, que luego excepciona en determinados casos, que "los gestores de redes de distribución no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía" (en análogo sentido, respecto a las instalaciones de transporte, el artículo 54). Si bien no se ignora que la transposición de la Directiva es meramente parcial, por lo que deberá ser completada reglamentariamente, sería conveniente que se recogiera en la modificación que se hace del artículo 6 de la Ley del Sector Eléctrico una referencia explícita al desarrollo reglamentario, de forma análoga a la siguiente: "los titulares de redes de transporte y distribución podrán ser titulares de este tipo de instalaciones en los términos que se establezcan reglamentariamente", u otra semejante. De otro modo,



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



cabría interpretar que se produce una contradicción del precepto legal (artículo 6 de la Ley del Sector Eléctrico) y la Directiva.

Por último, una vez publicada la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Ecológica la disposición final primera no realizó transposición literal del artículo 36 y 54 que proponía la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ni se reguló en los términos que proponía el Comité Permanente del Consejo de Estado.

Considerando todo lo expuesto se puede concluir:

- No se ha traspuesto al ordenamiento jurídico español los artículos 36 y 54 de la Directiva UE 944/2019 de normas comunes sobre el mercado interior de la electricidad.
- La Central Hidroeléctrica de Bombeo Chira-Soria cuya titularidad es de Red Eléctrica de España no cumple con las condiciones a), b), c) previstas en el artículo 36.1 y 54.1
- No hubo concurrencia competitiva se realizó conforme a Disposición Segunda de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos y extrapeninsulares.

IV.- Dictamen del Consejo de Estado 381/2015

La Comisión Permanente del Consejo de Estado, en sesión celebrada el 7/05/2015, emitió por unanimidad dictamen en cumplimiento de la Orden de V.E de 16 de abril de 2015, el Consejo de Estado ha examinado el expediente relativo al proyecto Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Se extrae lo establecido en el apartado VII.5 Tratamiento de las instalaciones de bombeo:

“Otra de las cuestiones a la que se ha prestado especial atención durante la tramitación del expediente es la relativa al régimen jurídico y económico de las instalaciones de bombeo.

De nuevo, el aspecto que ha centrado las objeciones formuladas en audiencia, a saber, la titularidad de dichas instalaciones a favor del operador del sistema ha sido plasmado en una norma de rango legal, sobre cuya pertinencia no procede emitir ahora juicio alguno. En efecto, de acuerdo con el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, en los SENP las instalaciones de bombeo tendrán como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, en cuyo caso la titularidad de las instalaciones de bombeo deberá corresponder al operador del sistema. A estos efectos, la disposición transitoria segunda prevé que el Ministro de Industria, Energía y Turismo dicte una orden por la que se



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



imponga a la empresa titular de estas instalaciones la obligación de transmitir las al operador del sistema en el plazo máximo de seis meses desde su publicación en el BOE, para lo que se insta a las partes a fijar el precio de la compraventa de común acuerdo o, en defecto de pacto, se prevé la intervención de un árbitro independiente nombrado por la CNMC.

Dilucidada a nivel legal la cuestión de la titularidad se ha planteado cuál debe ser el régimen jurídico y económico al que queden sometidas las instalaciones de referencia. El Título VII del proyecto parte de la consideración a todos los efectos de estas instalaciones como activos pertenecientes a la actividad de operación del sistema, por lo que no se inscribirán en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y a su producción no le serán de aplicación los peajes de generación. La energía correspondiente a estas instalaciones se integrará como un servicio de ajuste por garantía de suministro y seguridad en cada sistema y será retribuida, previa solicitud del operador del sistema acompañada de la auditoría sobre la inversión realizada, a través del régimen adicional.

Sobre estas previsiones ha expresado sus dudas la CNMC. En particular, las dudas atañen tanto a la consideración de las instalaciones de bombeo que sean titularidad del operador del sistema como elementos de operación del sistema, en lugar de como activos de generación, como a las consecuencias que pudiera tener dicha titularidad en cuanto al estatus de REE como gestor de la red de transporte de electricidad, de conformidad con la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, hoy incorporada al ordenamiento español mediante la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Al pronunciarse sobre la cuestión, la CNMC, que ha certificado la consideración de REE como gestor de la red de transporte de electricidad, de acuerdo con la citada Directiva 2009/72/CE, al estimar satisfechas las exigencias de separación de actividades (véase la resolución emitida al respecto por la entonces CNE el 19 de julio de 2012 y publicada en el BOE de 21 de agosto siguiente), ha añadido que, a petición de la Secretaría de Estado de Energía, evacuó el 18 de julio de 2014 un informe en el que confirmaba el mantenimiento por parte de REE de los requisitos de separación de actividades establecidos en el artículo 30.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, si bien remitía a un futuro análisis la valoración del impacto que en esta conclusión pudiera tener la asunción por dicha sociedad de la titularidad de los bombeos, cuando llegara a producirse y en atención a las condiciones en que desarrollase esta actividad.

Comparte el Consejo de Estado las dudas manifestadas por la CNMC. Estas dudas atañen, no a la titularidad a favor del operador del sistema de las instalaciones de bombeo para garantía del suministro, seguridad del sistema o integración de energía renovables, titularidad que ha sido prevista a nivel legal, sino al régimen jurídico y



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



**Colectivo
TURCÓN**
Ecologistas en Acción



económico al que tales instalaciones deben ser sometidas con el fin de preservar la separación de actividades. En este sentido, la amenaza para la independencia del gestor de la red de transporte ligada a la titularidad de instalaciones de bombeo no es simplemente de nomen iuris ni puede ser afrontada tan solo mediante la consideración normativa de tales instalaciones como elementos de operación del sistema, para evitar que sean calificadas como activos de producción eléctrica. Mayor virtualidad a estos efectos tiene la previsión que integra la energía correspondiente a estas instalaciones como un servicio de ajuste por garantía de suministro y seguridad en cada sistema, de lo que debe colegirse que dicha energía no podrá participar en el despacho ordinario de producción, sino para adecuarlo a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Es de lamentar, por lo demás, que la CNMC no haya concretado las condiciones adicionales mediante las que cabría salvaguardar la independencia del operador del sistema en su labor de gestor de la red de transporte de electricidad.

Es importante, por todo ello, que se reflexione acerca de los posibles mecanismos de control que pueden implantarse para la garantía de la separación de actividades, particularmente en lo que se refiere a la prestación de servicios de ajuste por las instalaciones de bombeo. En otras palabras, considerando que la necesidad de acudir a estos servicios depende de la decisión del operador del sistema, esta decisión no debe estar influida por los intereses económicos ligados a la explotación de dichas instalaciones, en garantía de lo cual sería oportuno establecer controles a priori o a posteriori, incluso por la propia REE.

En la misma línea, dado que, corresponde al operador del sistema detectar la necesidad de instalar bombeos en un sistema eléctrico aislado por garantía del suministro, seguridad del sistema o integración de energías renovables no gestionables, lo que determina la incoación de un procedimiento dirigido a atribuir a la misma entidad la titularidad de la instalación correspondiente, es preciso que dicha solicitud, que habrá de ser informada por la CNMC y la Comunidad Autónoma o Ciudad afectada, sea valorada recabando y analizando todos los datos disponibles. Incluso cabría plantear la exigencia de que el impulso de esta iniciativa viniera precedido de la ponderación de su oportunidad por parte del organismo supervisor.

Considerando todo lo expuesto, se puede concluir:

1. Objeciones formuladas en audiencia por los interesados y la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia con relación a que la titularidad de las instalaciones de bombeo haya sido asignada, de forma antijurídica, a Red Eléctrica de España.
2. Asimismo, las consecuencias que puede tener dicha titularidad en cuanto al estatus de Red Eléctrica de España como gestor de la red de transporte de electricidad de conformidad con las normas comunes del mercado interior de la electricidad de la Unión Europea. No hay garantías de separación de actividades.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



3. No se ha realizado un análisis de la valoración del impacto que pudiera tener la asunción por dicha sociedad de la titularidad de los bombeos, ni se han establecido controles a priori ni a posteriori.
4. Ni se ha incoado un procedimiento en el que se informe a la CNMC sobre la procedencia de las instalaciones de bombeo, o inclusive, ni se ha solicitado informe sobre la necesidad de instalar sistemas de almacenamiento por bombeo.

13. **ALEGACIÓN DUODÉCIMA.** - SOBRE LOS RIESGOS DEL PROYECTO PARA EL INTERÉS GENERAL, EL MODELO ENERGÉTICO, LA JUSTICIA SOCIAL, EL GRADO DE INCERTIDUMBRE Y OTROS CONSIDERANDOS.

Por último, relatamos aquí algunos aspectos, a modo de colorario, que llaman la atención y que incorporan más riesgos aún a la viabilidad del proyecto e incertidumbre sobre la retribución final que se vaya a exigir.

Contratos EPC:

Por ejemplo el modelo de contrato EPC, elegido para licitar, lo que exige a Red Eléctrica a estar dispuesto a asumir el riesgo de pagar todo lo que el contratista logre justificar. Desvinculándose Red Eléctrica, lo más posible, de la intervención del proceso de diseño, adquisición y construcción, entregando toda la responsabilidad de estas actividades a un solo contratista. El contratista asume todo el riesgo como el costo y los ajustes que sean necesarios para que el proyecto se realice, lo que puede suponer entrar en sobrecostos sobrevenidos que Red Eléctrica tendrá que asumir, incorporando más incertidumbre todavía a la retribución que exija Red Eléctrica, después, a la Administración Pública.

Modelo energético y transición justa:

En documento concepto aporta por este colectivo en la proceso de elaboración de Plan de Transición Energética de Canarias indicamos lo siguiente:

“en una transición energética en el modelo energético de Canarias, no es suficiente con dar mayor protagonismo a las energías renovables y la diversificación energética, sino que también es necesario gestionar la demanda, marcándose objetivos claros de reducción de la demanda de energía eléctrica y del transporte privado”.

También se llamaba la atención sobre la circunstancia de que *“En el caso de la energía solar fotovoltaica, existe sobrada superficie urbanizada en Canarias con cubiertas que puede albergar este tipo de energía, sin tener que ocupar ni un solo metro cuadrado de suelo rústico”.*

Precisamente lo contrario de lo que está ocurriendo con multitud de macro instalaciones solares fotovoltaicas solares ocupando suelo rústico, agrícola o potencialmente agrícola, o en proceso de naturalización.

Tan solo en la zona Este y Sureste de Gran Canaria se están instalando o tramitando más de 60 instalaciones sobre suelo con una potencia nominal cercana a los 200 MW pico y una ocupación de suelo de probablemente más de 400 hectáreas, superficie equivalente a la que ocupa la Reserva Natural Especial de las Dunas de Maspalomas.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



Prácticamente todas estas instalaciones están en manos de grupos financieros como Ecoener, Naturgy, con CaixaBank como principal accionista, y otros fondos de inversión especulativos que están acaparando prácticamente la totalidad del sector de generación de energía renovable en Canarias. Todo ello con concesiones a 20 o 30 años, para beneficio de sus consejos de administración y accionistas y en detrimento del desarrollo económico de Canarias y de una transición energética justa, como preconiza la Unión Europea.

Igualmente está ocurriendo con la energía eólica con situaciones endemoniadas como que la totalidad de la potencia eólica de la Isla de La Gomera haya sido acaparada por Ecoener, con sede social en A Coruña, y sin prácticamente participación pública o social de la Isla.

En Canarias se está permitiendo que se privatice el viento y el sol en manos de estos conglomerados financieros y sus beneficios económicos asociados, mientras la sociedad local y el sector público tienen que asumir los impactos sobre el territorio y el coste de la oportunidad perdida.

Como indicábamos en nuestro documento concepto de 2020:

“Se trata de proyectos prácticamente sin riesgo y de rápida amortización. Nos podemos encontrar en el futuro con un archipiélago en ruinas con los servicios públicos en proceso de desmantelamiento mientras entidades privadas (eléctricas, constructoras, grupos de inversión) capitalizan los beneficios que genera el viento y el sol con concesiones de muchos años. No pedimos que se prohíba a las empresas privadas entrar en el negocio eólico o solar, pero sí afirmamos que las reglas de juego están mal de partida para promover la participación pública y que los beneficios económicos de la energía eólica deberían repercutir directamente en la sociedad.”

Es aquí donde mantenemos lo injusto del modelo de transición que se está imponiendo.

“Se debe recuperar como público el sector energético y establecer una política pública de EERR, ahorro y eficiencia energética, y búsqueda de consenso con las autoridades locales y agentes sociales a la hora de acometer las inversiones y las estrategias de planificación energética. Establecimiento de una estrategia de transición hacia modelos más sostenibles de generación y distribución de electricidad, gestión de la demanda y redes inteligentes. Se debería mantener público o rescatar el sector energético: producción, transporte y distribución, permitiendo la introducción de pequeños operadores individuales que aporten energía al sistema de forma distribuida”.

En el caso de la energía solar fotovoltaica, un modelo descentralizado, sólo sobre cubiertas edificadas y en manos de comunidades energéticas público/privadas y/o consumidores individuales permitirá minimizar el impacto ambiental, garantizar la distribución de la riqueza, así como mejorar la regulación de sistema eléctrico insular al posibilitar asociar medidas de gestión de la demanda a cada punto de generación o posibilitar pequeños sistemas de acumulación de energía descentralizados y asociados a servicios energéticos específicos.

Igualmente la energía eólica asociada a demandas específicas apoya un sistema eléctrico más estable y sin necesidad de **macro proyectos de bombeos reversibles como el caso de Chira-Soria que no es más que la consecuencia de un modelo diseñado para estos grupos de inversión que están acaparando el potencial renovable de las Islas para su beneficio particular y el deterioro ambiental y social del Archipiélago.**



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Costes de inversión y gastos de operación y funcionamiento no declarados <ayudas de estado>

El riesgo constructivo no solo está asociado a la caverna. La presa de Chira tiene una densidad de fábrica muy baja muy próxima a 2,00Tn/m³. Es una estructura con una edad superior a 75, por lo que de cara al nuevo uso hidroeléctrico la Presa de Chira es precaria. Se necesita afrontar una gran obra de adecuación. En los pliegos de prescripciones técnicas para la redacción del proyecto se determinó inicialmente el siguiente alcance: consistirán en las tomas de los vasos, desagües de fondo, aliviaderos (válvulas y compuertas), estudios de laminación, impermeabilización y campañas de inyecciones en el cuerpo de las presas y cimientos, drenajes del macizo rocoso, sistemas de auscultación, y otras instalaciones: líneas eléctricas de media y baja tensión, iluminación, mejoras de accesos, estabilización de taludes, etc.

En 2011 el concesionario aceptó la obligación de la seguridad de las presas, y por lo tanto el gasto de los estudios, proyectos y obras ¿Por qué la “nueva” Presa de Chira la tiene que financiar el Cabildo de Gran Canaria y el Consejo Insular de Aguas? en decremento de los presupuestos públicos de la isla en decenas de M€, constituyendo una clara <Ayuda de Estado> sin notificar a la Unión Europea.

Es preciso recordar que, según reiterada jurisprudencia, la calificación de <ayuda de estado> a efectos del artículo 107 TFUE se requiere que concurren todos los requisitos siguientes. En primer lugar, debe tratarse de una intervención del Estado mediante fondos. En segundo lugar, debe conferir una ventaja selectiva a su beneficiario. En tercer lugar, tal intervención debe poder afectar a los intercambios comerciales entre los Estados miembros. En cuarto lugar, debe falsear o amenazar la competencia (sentencia de 21 de octubre de 2020, Eco TLC, C-556/19, EU:C2020:844, Apartado 18 y jurisprudencia citada). El Cabildo de Gran Canaria y Consejo Insular de Aguas están sufragando todos los gastos e inversiones necesarias para que las Presas de Chira y Soria se puedan destinar a su nuevo uso, favoreciendo directamente a Red Eléctrica y aliviándole de estos costes económicos asociados a su nueva actividad económica <construcción y explotación de centrales de bombeo> reforzando su posición.

Por otro lado, tampoco podemos dejar de mencionar que en el estudio, evaluación y declaración ambiental del proyecto de CH Bombeo Chira Soria tampoco se hizo NINGUNA MENCIÓN A LA GRAN ADAPTACIÓN O RECONSTRUCCIÓN de las Presas de Chira y Soria, y que conforme al apartado c) del artículo 35.1 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental, el promotor elaborará el estudio de impacto ambiental que los posibles efectos significativos directos o indirectos, secundarios, acumulativos y sinérgicos del proyecto. Es evidente que las obras de las presas se tendrán que llevar a cabo para que la central de bombeo pueda operar, si bien, ni se incluyó en el proyecto ni se evaluó, **lo que también representa una grave deficiencia en el trámite medioambiental.**

CONCLUSIÓN: En relación al cálculo de la retribución, el apartado 3 del artículo 5 del borrador de Orden Chira Soria, establece que se descontará del coste de la inversión las subvenciones percibidas por las administraciones públicas, por lo que procede la minoración. La redacción del proyecto de adecuación ascendió a 360.000 € y el importe de la obra es conocido por las administraciones públicas, si bien, no ha comenzado la licitación.



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:



Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



Inscrita en el Registro de Asociaciones de Canarias con el nº 11529 (GI/S1/11529-90/GC) / C.I.F. G-35261049

Colectivo Turcón Ecologistas en Acción

C/. Reyes Católicos 9
35200-Telde
turconsenderismo@gmail.com
www.turcon.es



Asociación Federada:



Asociación Confederada a nivel Estatal con:

ECOLÓGISTAS
en acción

Colectivo
TURCÓN
Ecologistas en Acción



DOCUMENTACIÓN COMPLEMENTARIA DE INTERÉS:

PROPUESTA DE CÁLCULO DE RETRIBUCIÓN DE LA CENTRAL CHIRA-SORIA APORTADA POR GRUPO DE INGENIEROS QUE HAN CEDIDO SU DOCUMENTO PARA QUE TAMBIÉN FORME DE LAS ALEGACIONES DEL COLECTIVO TURCÓN – ECOLOGISTAS EN ACCIÓN

ALEGACIONES A LA PROPUESTA DE CÁLCULO DE RETRIBUCIÓN DE LA CENTRAL CHIRA-SORIA

1 INTRODUCCIÓN

Este informe pretende recoger las alegaciones de esta parte a la propuesta de Orden por la que se aprueba la metodología de cálculo de la retribución de la instalación hidráulica reversible de 200 MW de Chira Soria en Gran Canaria, titularidad del operador del sistema.

Por un lado, se alegará contra el relato de los hechos realizado por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico en el preámbulo de la propuesta de orden, así como la trayectoria en la tramitación de este proyecto, para posteriormente analizar y alegar contra el sistema de retribución propuesto.

Como adelanto, quiere reflejar esta parte su disconformidad respecto a lo tarde en que llega esta propuesta, con posterioridad a la concesión de la autorización administrativa de este proyecto, así como a la alta retribución, y, por tanto, el alto coste de este proyecto, que no viene más que a refrendar la falta de viabilidad económica que tendría este proyecto de haberse llevado a cabo cualquier análisis de coste-beneficio. Se anexa al final, una retribución calculada de lo que recibiría REE a 50 años vista, siendo una cantidad superior a los 1.500 M€, una cantidad absolutamente desorbitada, y que no superaría ningún estudio de viabilidad económica de haberse llevado a cabo.

Igualmente, en lo referente a la retribución propuesta, se reflejará las situaciones de conflicto de interés que supone la retribución propuesta, especialmente por la figura del promotor de esta central, REE, operador y transportista del sistema eléctrico, tal y como reflejó la CNMC en diversos informes que se citarán, y cuya titularidad aún no cuenta con el visto bueno de la Comisión Europea.

2 ANÁLISIS DEL PROYECTO

Se pretende en este apartado reflejar una serie de puntos relativos a la falta de transparencia y correcta tramitación de un proyecto de estas características. Aunque este apartado pueda desvirtuarse respecto al objeto de la orden, se entiende necesario contextualizar una serie de cuestiones básicas que invalidarían la tramitación que ha tenido un proyecto de estas características en cualquier país con unos estándares mínimos.

2.1 TRAMITACIÓN AL MARGEN DE LEGISLACIÓN EUROPEA

Al inicio del texto de la propuesta, indica el Ministerio, con muy buen criterio a juicio de esta parte, que la Directiva 2019/944 refleja en su Considerando 62 que *“de forma general, los gestores de redes no deben poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía puesto que los servicios de almacenamiento de energía deben basarse en el mercado y ser competitivos, por lo que deben evitarse las subvenciones cruzadas entre el almacenamiento de energía y las funciones reguladas de transporte y distribución.”*

Como nos indica el Ministerio, esto fue reflejado en su artículo 54, prohibiendo que los gestores de redes de transporte pudieran poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento. Fruto de ello, y amparándose en el artículo 66, el Ministerio nos indica que se presentó el 23 de noviembre de 2020 una solicitud de excepción a dicho artículo.

No obstante, se quiere reseñar respecto a la solicitud de excepción, que la misma no nace como iniciativa propia del Ministerio, sino que este alegante pregunta el día 25 de octubre de 2020 por el portal de la transparencia lo siguiente:

“1º Podría informar el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico si la ley 19/2013, de 9 de diciembre se ajusta a la nueva directiva europea 2019/944, en relación a la titularidad de los bombeos por parte del operador y transportista del sistema, REE, en sistemas insulares y extrapeninsulares.

2º Podría informar el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico si prevé una transposición de esta directiva que conlleve una modificación de la ley 19/2013, de 9 de diciembre, y, por tanto, la retirada de la titularidad de a

REE de sistemas de bombeos que actualmente promueve, como la central hidroeléctrica reversible Chira-Soria en la isla de Gran Canaria.”

Sorprendentemente, responde el Ministerio de Transición Ecológica el 11 de noviembre de 2020 lo siguiente:

“En la actualidad se encuentra pendiente de transposición al ordenamiento jurídico nacional de la Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

En tanto no se haya finalizado la transposición de la misma, no es posible informar sobre el contenido de la misma, ni sobre las medidas que se establecerán para cumplir con los preceptos indicados en la Directiva 2019/944.

Por otra parte, la propia directiva establece en su artículo 66 “Excepciones”, lo siguiente:

“1. Los Estados miembros que puedan demostrar que la operación de sus pequeñas redes conectadas y sus pequeñas redes aisladas plantea problemas considerables, podrán solicitar a la Comisión excepciones a las disposiciones aplicables de los artículos 7 y 8, y de los capítulos IV, V y VI.

[...]

La Comisión informará a los Estados miembros sobre dichas solicitudes antes de tomar una decisión, respetando la confidencialidad.

2. Las excepciones otorgadas por la Comisión según dispone el apartado 1 estarán limitadas en el tiempo y supeditadas a condiciones tendentes a potenciar la competencia y la integración con el mercado interior, así como a garantizar que dichas excepciones no obstaculizan la transición hacia las energías renovables y hacia una mayor flexibilidad, capacidad de almacenamiento de energía, electromovilidad y la respuesta de demanda.

Para las regiones ultraperiféricas, en el sentido del artículo 349 del TFUE, que no puedan interconectarse con los mercados de la electricidad de la Unión, la excepción no estará limitada en el tiempo y sí estará sujeta a las condiciones destinadas a garantizar que la excepción no obstaculice la transición hacia la energía renovable.

Las decisiones de concesión de excepciones se publicarán en el Diario Oficial de la Unión Europea. [...]”

En este sentido, y según lo definido en el citado artículo 349 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, las Islas Canarias estarían incluidas en las denominadas regiones ultraperiféricas.

De acuerdo con lo anterior, sería posible la excepción para Canarias de determinados artículos de la Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019.”

Es un halago que la presentación de la solicitud de Excepción responda a este requerimiento de información, bastando para ello ver las fechas de los distintos escritos, pero es lamentable que no informara el Ministerio que con prontitud (poco más de diez días después) se iba a solicitar la excepción de dicho artículo, teniendo conocimiento de ello en marzo de 2021, tras publicación de la Comisión Europea de la solicitud de excepción.

Las regiones extrapeninsulares españolas han estado al margen de las directivas europeas de aplicación en este campo desde que entró en vigor la primera de ellas, lo que probaría que no había intención alguna por parte del Ministerio de hacer una solicitud de excepción. Parte de los artículos de la Directiva 944/2019 y del Reglamento 2019/943 para los que España solicita excepción ya se recogían en las directivas previas, concretamente en las Directivas 2003/54/CE y 2009/72/CE. Como prueba de ello, se puede ver en la Figura 2-1 las distintas regiones insulares, con sistemas eléctricos perfectamente equivalentes a Canarias o Baleares que habían hecho solicitudes de excepción:

Región	Directiva	Fecha Solicitud	Fecha Concesión
Azores	2003/54/CE	29/06/2004	20/12/2004
Madeira	2003/54/CE	18/08/2005	23/05/2006
Chipre	2003/54/CE	28/06/2004	25/09/2006
Malta	2003/54/CE	15/11/2005	28/11/2006
Islas Griegas	2009/72/CE	17/01/2012	14/08/2014
Chipre	2009/72/CE	Excepciones recogidas en Directiva	
Malta	2009/72/CE	Excepciones recogidas en Directiva	

Figura 2-1 Solicitudes de Excepción de Regiones Insulares. Fuente: Comisión Europea¹

¹ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-07/derogation_decisions2020v1_0.pdf

Por tanto, se desea dejar probado que el Ministerio no solicita la Excepción por iniciativa propia, sino que se ve forzado a ello.

Además, el artículo 5 de la Ley 17/2013, se aprobó al margen de la directiva europea en ese momento en vigor, la Directiva 2009/72/CE, que recogía en su artículo 12 las funciones de los gestores de la red de transporte, no figurando entre ninguna de las mismas, las relativas a los sistemas de almacenamiento.

No obstante, no es sorprendente que el desde el Gobierno de España se actúe mal y al margen de la legislación europea. Solo basta ver lo reflejado por la Comisión Europea en la resolución de 28 de mayo de 2020, respecto a la ayuda de Estado a la producción eléctrica en los sistemas eléctricos no peninsulares². Se cita de este documento los siguientes comentarios de la Comisión Europea:

- *“(130) The Spanish authorities notified the measure shortly before its formal adoption. The eleventh additional provision of the Royal Decree provides that the provisions regarding the additional remuneration scheme and the procedures for the electricity dispatch shall be effective only in the absence of objections by the Commission as regards their compatibility with EU law.”*
- *“(131) Spain has however implemented the measure under assessment before obtaining Commission approval and has consequently breached its obligations under Article 108(3) TFEU. Therefore, the aid granted until the adoption of this decision is unlawful aid.”*
- *“(210) The Commission regrets that the Kingdom of Spain has put the compensation for the production of electricity in non-peninsular electric systems into effect, in breach of article 108(3) TFEU.”*

Como se puede ver, la Comisión Europea advertía que la ayuda solo podía ponerse en marcha en ausencia de objeciones por parte de este organismo, y, sin embargo, España la empezó aplicar cinco años antes de un pronunciamiento de la Comisión Europea, lamentándose este hecho.

La Comisión Europea declaró ilegal la ayuda de estado desde su entrada en vigor hasta la resolución de la Comisión. Esto sienta un precedente importante para el proyecto de la central Chira-Soria, que ha sido tramitado al margen de la legislación europea, y al que a España ha dado autorización administrativa sin seguir las recomendaciones de la autoridad reguladora, como se

² https://ec.europa.eu/competition/eiojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_42270

verá en el siguiente apartado, y sin esperar a un pronunciamiento previo de la Comisión Europea. De hecho, el artículo 22 de la Ley 39/2015, de Procedimiento Administrativo, ya recoge la posibilidad de suspender un trámite que esté pendiente de un veredicto por parte de algún organismo europeo.

En vista de lo anterior, España ha tramitado este proyecto de espaldas a la legislación europea, y saltándose cualquier principio de prudencia jurídica, no ha tan si quiera dudado en concederle la autorización administrativa, con el riesgo de que a posteriori pudiera ser declarado ilegal o que no contara con la aprobación de la Comisión Europea. Esto provocaría que todos los ciudadanos españoles tuviéramos que hacer frente a las más que probables indemnizaciones que reclamaría REE, ante la irresponsable actuación del gobierno español.

2.2 FALTA DE JUSTIFICACIÓN PARA LA ASIGNACIÓN A REE DE LAS CENTRALES DE BOMBEO

Refleja el Ministerio en su propuesta de Orden lo siguiente:

“En este sentido, y dentro de la normativa nacional, la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, dispone en su artículo 5 que las instalaciones de bombeo en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares que tengan como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, serán titularidad del operador del sistema, no estando limitada la titularidad de las instalaciones de bombeo en dichos territorios en otros supuestos distintos a los anteriores.

Por tanto, lo previsto en la meritada Ley sobre la titularidad de los bombeos que tengan como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, resultaría coherente con la posibilidad de excepción prevista en la Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019.”

Afirma el Ministerio que las centrales de bombeo serán únicamente titularidad del operador del sistema cuando *“tengan como como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables”*. A

juicio de esta parte esto no es sino una definición falaz en un intento de camuflar un monopolio y la asignación al operador del sistema de cualquier bombeo que se plantee. Como prueba de ello, el 04/12/2021 se pregunta por el portal de transparencia, entre otras cuestiones, lo siguiente:

“¿Podría el Ministerio informar sobre qué características técnicas o de otro tipo debería tener una central hidroeléctrica de bombeo insular para que no se ajustara a esos tres aspectos? ¿Podría informar dónde se recogen dichas características para tener garantía de que realmente cualquier central de bombeo no entra en esa definición y se impide la entrada a otros agentes privados?*

** la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables”*

La solicitud fue peculiarmente inadmitida a trámite, pero fue remitida a la Dirección General de la Energía por medio de la Oficina de Información Ambiental. Tras vencimiento del plazo máximo establecido para su respuesta, y tras requerimiento de contestación por esta parte, se contesta que *“la información solicitada por don XXX no se corresponde con “información que obre en poder de las autoridades”, tal y como se recoge en la Ley 27/2006, de 18 de julio. El solicitante requiere una valoración de sus propias opiniones e interpretaciones en relación a la instalación Hidroeléctrica Chira-Soria, lo que excedería el ámbito de aplicación de la precitada ley “*. Tras la sorpresa, y al entender que no se justificaba la respuesta, se reformulan las preguntas eliminando cualquier resquicio de juicio de valor, pasando a preguntar en relación con esto:

“¿Qué características debe tener una Central hidroeléctrica insular para que tengan como finalidad principal la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables? ¿Dónde se recogen dichas características?”

Nuevamente, al límite del plazo, se responde a una cuarta cuestión, dejando esta cuestión sin responder. Tras volver a solicitar que se respondiera a la cuestión, nunca se obtuvo respuesta.

No tiene duda esta parte que la resistencia del Ministerio a responder dicha cuestión obedece a que cualquier central de bombeo insular que se diseñara respondería a esas tres cuestiones, dándose la titularidad a REE de España de cualquier bombeo que se promoviera. No fue un servidor quien hizo esta primera apreciación, sino la propia CNE, que en el informe

titulado “INFORME 21/2013 DE LA CNE SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL PROCEDIMIENTO DE DESPACHO EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES”³ alertaba:

“Asimismo, el Proyecto no aclara la forma de remuneración y financiación de las centrales de generación hidráulica de bombeo, ni en qué condiciones se consideraría que la instalación no tiene “como finalidad principal la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías no gestionables”, o si todas las instalaciones de bombeo nacen con dicha finalidad principal, o cómo se determina en su caso la importancia relativa de otras finalidades accesorias.

En relación con estas consideraciones se señala, con carácter previo, que el presente Informe está referido exclusivamente al contenido de la propuesta de Real Decreto y, en consecuencia, el mismo se presenta con conocimiento y abstracción del contenido del artículo 5 del proyecto de Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, que actualmente se tramita en el Senado.

Con el fin de evitar los eventuales conflictos que se acaban de enumerar, se estima que la normativa europea no se opondría a su consideración de forma independiente, tal y como se desprende de las propias Directivas en la materia, y de las interpretaciones realizadas por la Comisión Europea en este ámbito. Véase a tal efecto el documento “DG ENER Working Paper “The future role and challenges of Energy Storage” en el que no se descarta que los Operadores del Sistema puedan desarrollarla, si bien se cuestiona si es adecuado que pueda además detentar su titularidad. Por tanto se pone de relieve la necesidad de definir con rango de Ley las funciones, el tamaño máximo, y en consecuencia, la posible titularidad de las instalaciones de bombeo.”

Ese informe de 2013 ya alertaba de que en ningún sitio se reflejaba cuándo una central cumplía con dichas condiciones. Prácticamente diez años después continuamos en la misma situación, y el Ministerio no es capaz de responder a ello, solo conociendo de esa parte el interés descartado por asignar a REE todas las instalaciones de almacenamiento que se promuevan.

Por otro lado, resulta curioso que el Ministerio diga que las instalaciones de bombeo con dichas finalidades tengan que ser titularidad de REE, cuando las centrales térmicas de Canarias cumplen absolutamente con esas finalidades ¿Va también el Ministerio también

³ https://www.cnmec.es/sites/default/files/1552850_8.pdf

arbitrariamente a asignar a REE las centrales térmicas en Canarias? Las centrales térmicas cumplen perfectamente esas funciones:

- **Garantía del suministro:** cada uno de los sistemas eléctricos canarios cuenta con una central eléctrica, siendo dos centrales en el caso de Gran Canaria, Tenerife y el sistema Fuerteventura-Lanzarote. Estas centrales son imprescindibles para la garantía del suministro, aportando actualmente prácticamente el 80% de la energía consumida en las islas.
- **Seguridad del sistema:** las centrales térmicas juegan un papel fundamental en la seguridad del sistema, y en todo momento resultan claves para atajar cualquier anomalía que ocurra en los sistemas eléctricos insulares.
- **Integración de las energías renovables:** la tecnología disponible en las centrales térmicas juega un papel fundamental para flexibilizar la generación térmica y poder ser adaptativa y de rápida respuesta frente a las variaciones de las EERR. Los actuales antiguos e ineficientes grupos térmicos no son en absoluto la mejor tecnología con que podría contar las islas para facilitar la penetración de EERR. Si tan preocupado está el Ministerio por la eficiencia y la integración de las EERR, no se entiende como no se ha dado un solo paso por modernizar y sustituir la generación térmica de Canarias, gran parte de la cual o ha superado la vida útil de la misma o está a punto de hacerlo.

Finalmente, como una prueba más de la arbitrariedad y la falta de coherencia del Ministerio basta con ver los mensajes contradictorios que reflejaba en los escritos que se indican a continuación. En la solicitud de excepción⁴ expresó el Ministerio:

*“Por este motivo, es necesario establecer un mecanismo para que, en el caso de que la iniciativa privada no cubra estas necesidades, **se pueda excepcionalmente asignar al operador del sistema la titularidad de las nuevas instalaciones de bombeo, de modo que no se vea comprometida la garantía del suministro, la seguridad del sistema, o la integración de energías renovables no gestionables.**”*

Sin embargo, en respuesta a preguntas sobre el proyecto de la Central Chira-Soria remitidas por el Portal de la Transparencia indicó el Ministerio:

“Dentro de la reforma realizada en el sector eléctrico, con fecha 30 de octubre de 2013 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado, la Ley 17/2013, de 29 de octubre,

para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, que tiene por objeto sentar las bases para el desarrollo de los nuevos regímenes retributivos que se establezcan en estos sistemas, con la finalidad de incrementar la competencia y reducir los costes de generación.

Previendo que, con carácter general, las instalaciones de bombeo tendrán como finalidad principal la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de renovables, su titularidad corresponderá al operador del sistema.”

Por tanto, y a la vista de lo anterior, no hay más que ver que el Ministerio indica con absoluta arbitrariedad que REE será el titular de los bombeos con carácter general o excepcional, según resulte de su conveniencia.

2.3 DISCONFORMIDAD DE LA CNMC Y SIN ANÁLISIS COSTE-BENEFICIOS

En el documento de la CNE denominado “INFORME 21/2013 DE LA CNE SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL PROCEDIMIENTO DE DESPACHO EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES” relativo al anteproyecto de ley que finalmente derivó en la aprobación de la ley que otorgaba a REE los bombeos insulares, se advertía por parte de la CNMC sobre el conflicto de intereses que esto suponía. Concretamente se recoge (página 7):

“El Proyecto otorga al Operador del Sistema (OS) nuevas funciones; además de las ya asignadas en la regulación actual en relación con la gestión del despacho, su liquidación económica, los análisis de seguridad, etc., se le atribuye la elaboración de decisivos informes de cobertura que determinan la potencia necesaria por encima de la cual no se pueden autorizar nuevas instalaciones, y bajo la cual se pueden convocar concursos, o la realización de los informes individuales técnico-económicos para evaluar las nuevas instalaciones que pretendan obtener la resolución de compatibilidad por la DGPEyM, previo informe de la CNMC, lo que les da derecho a la retribución primada.

Con carácter previo, se pone de manifiesto que la insularidad invita a que, por razones de seguridad de suministro, se establezcan diseños específicos sobre la explotación del bombeo, amparados en la normativa comunitaria.

Sin embargo, las siguientes funciones del OS podrían dar lugar a un posible conflicto de intereses: los informes de cobertura y la determinación de la potencia necesaria; la planificación de las nuevas infraestructuras de red alternativas a la generación, la convocatoria de concursos de nueva capacidad, la evaluación técnico-económica de nuevas instalaciones de generación competidoras, las propuestas de nuevos Procedimientos de Operación (POs) o sus modificaciones que introducen requisitos a la generación, el despacho de las instalaciones para suministrar servicios de ajuste a las instalaciones de bombeo, así como la liquidación de la energía y de los servicios de ajuste.

En relación con ello, esta Comisión advierte que el presente Informe está referido exclusivamente al contenido de la propuesta de Real Decreto y, en consecuencia, el mismo se presenta con conocimiento y abstracción del contenido del artículo 5 del proyecto de Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, que actualmente se tramita en el Senado.”

Se indica igualmente a continuación (página 10):

*“Por último, y como consecuencia de la penetración de renovables no gestionables, **debe analizarse en la planificación la conveniencia o no de abordar proyectos de interconexión submarina entre islas e instalaciones de bombeo, dados los elevados costes de estas instalaciones, en tanto se encuentren operativos los actuales grupos de generación que pueden servir como respaldo o “back up”, para permitir la penetración de una gran cantidad de fuentes de energía renovables, sin incrementar los costes. Adicionalmente, también cabría la posibilidad de analizar la utilización de los vertidos de las instalaciones renovables (en su caso, con la consiguiente compensación económica) para incrementar aún más la cuota de renovables frente a la alternativa, en principio más costosa, de instalar bombeos.***

Debe subrayarse que el carácter invariablemente singular de bombeos e interconexiones submarinas exige el refuerzo de la cautela regulatoria en el análisis coste-beneficio de dichas instalaciones; el presupuesto que sirva de referencia para emitir la correspondiente autorización debiera revestir carácter vinculante, y se recomienda que posibles desvíos ulteriores respecto al mismo sean soportados por el adjudicatario en una proporción predeterminada, no recayendo la totalidad de los mismos sobre el consumidor final.”

Como se ve, ya advertía el regulador que el presupuesto que sirva de referencia para emitir la correspondiente autorización debiera revestir “*carácter vinculante*”, y se recomienda que los “*desvíos ulteriores respecto al mismo sean soportados por el adjudicatario*”. Sin embargo, desde el traspaso forzado de Unelco-Endesa a REE de este proyecto, el presupuesto de esta instalación se ha más que duplicado, no habiéndose determinado en absoluto que este sobrecoste no sea asumido por el operador, sino que recaerá en todos los consumidores, para interés de REE.

Asimismo, indica el regulador, en un contexto de precios de generación con energías renovables en el año 2013 del entorno de 100-150 €/MWh que sería más costoso, en principio, crear centrales de bombeo que compensar los vertidos de EERR que hubiera de no existir los almacenamientos ¿Qué consideran sus señorías que diría en la actualidad la CNMC en un contexto de costes de generación con EERR de 30-50€/MWh con renovables y con un proyecto de bombeo que ha triplicado su inversión inicial prevista? Además, como se verá en el anexo de cálculo con la retribución prevista, cada MWh almacenado en Chira-Soria tendrá un coste superior a los 200 €/MWh, un coste absolutamente desproporcionado.

Con relación a esto, en el documento “INFORME 12/2013 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE EL MÉTODO DE CÁLCULO DE LOS COSTES FIJOS Y VARIABLES DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA HIDROEÓLICA DE GORONA DEL VIENTO”⁵ se advertía por parte de la CNMC:

*“Esta Comisión considera que, en el caso de las instalaciones de carácter singular, el valor regulatorio de cuya inversión se determine en base a costes auditados, como es el caso de la CHE, debería arbitrarse un mecanismo que vincule la inversión a reconocer con aquella recogida en los proyectos de ejecución sobre los que se basan las correspondientes autorizaciones administrativas y posibles subvenciones otorgadas. De no ser así, es imposible prever, tanto por parte del MINETUR como de esta Comisión, el impacto económico final de la inversión. **En efecto, entiende esta Comisión que, con carácter previo a la autorización administrativa de la instalación, debería procederse a realizar un análisis de costebeneficio, teniendo en cuenta por un lado el coste de la misma, y por otro, el ahorro de costes de generación, análisis que en todo caso debería realizarse sobre la base de unas hipótesis prudentes y transparentes sobre la base del proyecto de ejecución.**”*

⁵ https://www.cnmc.es/sites/default/files/2469990_4.pdf

A pesar de lo indicado por la CNMC, ya cuenta con autorización administrativa un proyecto que conllevará un coste para todos los contribuyentes de más de 1.500 M€ sin contar con un estudio de viabilidad económica, que, sin duda, no sería factible en cualquier país medianamente civilizado. Con relación a esto, cuando se preguntó al Ministerio por la viabilidad económica de este proyecto, no tuvo reparos en responder:

“En respuesta a su pregunta, cabe destacar que el marco legal previo al Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, no requería la entrega de información de “viabilidad y justificación económica” a la Dirección General de Política Energética y Minas previamente a su concesión, situándose el origen de este proyecto, como ya se ha indicado, en la aprobación el 9 octubre de 2009, en Consejo de Ministros, de la Estrategia integral para la Comunidad Autónoma de Canarias (Plan Canarias), y siendo impulsado y analizado el mismo principalmente por el Gobierno Canario.”

Por otro lado, recogía a continuación (página 19) el informe de la CNMC ya citado:

“Con carácter previo, se pone de manifiesto que la insularidad invita a que, por razones de seguridad de suministro, se establezcan diseños específicos sobre la explotación del bombeo, amparados en la normativa comunitaria.

Sin embargo, esta Comisión considera que, en principio, podrían concurrir determinados conflictos de intereses entre estas actividades del OS y su papel como transportista único y titular además de las unidades de bombeo (el artículo 11 del Proyecto determina que el OS será titular de los bombeos en caso de que “tengan como finalidad principal la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables”). En concreto, se señalan los siguientes:

- *El OS establece el orden de mérito económico y su modificación por razones de seguridad; se pondría en cuestión su objetividad, por ejemplo, a la hora de evaluar los servicios suministrados por las centrales de bombeo, o en la determinación de las horas en que han de ser despachadas.*
- *El OS asume en los SNP las restantes funciones del operador del mercado, en cuanto realiza, entre otros, la liquidación y comunicación de los pagos y cobros a los agentes, así como el cálculo del coste individual de cada instalación de generación; son tareas, aunque tasadas, que deberían ser ejercidas por un agente independiente, ajeno a la actividad de producción.*

- *El OS propone nuevos Procedimientos de Operación (POs) o modificaciones a los existentes; esta labor se vería dificultada en la medida en que los POs imponen obligaciones a los grupos de generación y condicionan su funcionamiento.*
- *El OS controla la disponibilidad de las plantas, que a su vez determina el derecho a percibir el coste fijo estándar, denominado garantía de potencia; además, debería declarar(se) –a sí mismo– su indisponibilidad, dar(se) órdenes de arranque y, en su caso, aplicar(se) la correspondiente penalización.*
- *Según el Proyecto, el OS, además de ser responsable de la planificación de las nuevas infraestructuras de red, tendría un papel decisivo en el proceso de desarrollo de la generación, calculando la reserva de cada sistema, proponiendo la construcción y tecnología preferente de los nuevos grupos con derecho de retribución adicional y concediendo a los mismos el acceso a la red de transporte.*
- *Según los artículos 5 a 8 del Proyecto, el OS debe proponer la potencia necesaria máxima, la necesidad de nueva potencia e informar las condiciones de los nuevos generadores para que obtengan la resolución de compatibilidad que les da derecho a percibir la retribución adicional. Lo anterior no podría ser asumible si el OS tuviera carácter de generador con intereses similares a los de la nueva capacidad que informa.*

...

*En este sentido, el Acuerdo del Consejo de Ministros de 9 de octubre de 2009 por el que se aprueba la Estrategia Integral para la Comunidad Autónoma de Canarias ya estableció, como una de las medidas a desarrollar por el Gobierno, la de “apoyar la realización, por parte del operador del sistema eléctrico canario, Red Eléctrica de España, de cuatro sistemas hidroeléctricos reversibles que permitirán el máximo uso de energía renovable y, a la vez, dotarán de mayor estabilidad al sistema eléctrico canario. **Dichos proyectos, ubicados en Gran Canaria, Tenerife, La Palma y Gomera, supondrán una potencia instalada de 299 MW, y prevén una inversión de 500 M€.** Su puesta en funcionamiento será en 2015.*

*Ello, no obstante, **se considera que este modelo requeriría la definición de un esquema retributivo específico para la actividad de almacenamiento**, de carácter regulado, dado que no sería razonable que el OS obtuviera su retribución de forma similar al resto de instalaciones de producción en los sistemas no peninsulares. **El OS podría tener un claro objetivo a la maximización de beneficios procurando la producción con los grupos de bombeo en detrimento del resto de tecnologías, sin obtener ahorro en el precio final de la energía.***

*Cabe indicar que la propuesta de RD que se informa no establece dicho régimen retributivo específico. En el artículo 10, se establece que los valores de inversión estándar y los costes variables de cada tipología de instalación, a efectos de liquidación, serán los que resulten del concurso de nueva capacidad, pero sin embargo, en el artículo 11 se indica que las instalaciones de bombeo cuya finalidad principal sea la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables, serán titularidad directa del OS, por lo que al no pasar un proceso concursal, no tendrían definidos dichos valores estándares. Dado que los grupos de bombeo titularidad del OS se proyectarían, en su caso, con la finalidad principal de garantizar el suministro, la seguridad del sistema y la integración de sistemas renovables, en resumen, como apoyo al sistema y no como fuente de generación, se considera que la retribución debería ser regulada. **Aun así, la regulación de la mencionada retribución se antoja compleja, desde el punto de vista de no establecer criterios o incentivos que conduzcan al OS a realizar comportamientos alejados del objetivo perseguido.***

De todo lo anterior, se resume por esta parte:

- La CNMC consideraba que la titularidad de los bombeos por parte del operador y transportista de la red podría generar un conflicto de intereses
- La CNMC criticaba que no estaba regulado cómo sería la retribución, y advertía que sería complejo establecer un mecanismo de retribución que no condujeran al OS “a realizar comportamientos alejados del objetivo perseguido”
- La CNMC indicaba que ello podía tener cierto encaje en la directiva en vigor en dicho momento, y señala que estaba en discusión la posible participación de los TSO en las instalaciones de almacenamiento. Sin embargo, como conocen sus señorías, la Directiva 2019/944 finalmente excluyó dicha opción salvo en las excepciones que recoge el artículo 54.2
- La CNMC criticaba que no aclaraba la ley “en qué condiciones se consideraría que la instalación no tiene como finalidad principal la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías no gestionables”

En definitiva, y a pesar de las advertencias de la CNMC, la ley finalmente aprobó conceder dicha titularidad a REE sin que se tuvieran en cuenta ninguna de las indicaciones de este organismo.

Por otro lado, nuevamente se apunta por esta parte que en 2009 se valoraban en 500 M€ la ejecución de cuatros centrales hidroeléctricas de bombeo. Pues bien, finalmente

únicamente la central de bombeo Chira – Soria conllevará dicha inversión, sin que el Ministerio haya hecho estudio de viabilidad económica alguno, a pesar de haberse disparado la inversión prevista y a pesar de conocer las advertencias de la CNMC sobre la necesidad de hacer dichos análisis.

2.4 EL EJEMPLO DE CHIPRE

El sistema eléctrico de Chipre (país insular) guarda grandes similitudes con los sistemas eléctricos de islas como Gran Canaria y Tenerife. La energía demandada de estos sistemas tiene rangos similares, y son islas que se caracterizan por su orografía y por disponer de escasos recursos hídricos, aunque más acuciantes en las islas Canarias.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de Chipre contiene un análisis sobre la integración de energías renovables en la isla. De manera acertada, a diferencia de lo ocurrido en Canarias, Chipre estudia con un análisis previo económico la posibilidad previa de hacer una instalación de bombeo (página 58):

Storage Options

Two main electricity storage options were considered during the analysis. The pumped hydro storage facility was used as an option, but its deployment is delayed until 2027, as the earliest possible year, according to MECI's suggestions after discussions with TSO-Cy and also based on the results of a FOSS study²³. The reasoning for this is that no interest has been shown in such a facility yet and no technical feasibility assessment had been completed at the time of model development. In addition, the policy framework is not yet developed, as well as the cost and performance characteristics assumed for this facility may need to be revised, since the existence of periodic droughts in Cyprus may affect the attractiveness and viability of such a project.

Table 2.4: Techno economic assumptions for pumped hydro facility

Power Capacity (MW)	130
Storage Capacity (MWh)	1,040
Capital Cost (EUR2016/kW)	1,155
Fixed O&M Cost (EUR2016/kW)	11
First possible year	2027
Efficiency	77%

Figura 2-2 Estudio de bombeo. Plan Nacional de Energía y Clima de Chipre⁶

Resulta absolutamente razonable que en un mero análisis previo Chipre informe de los Capex, de los Opex, y de la eficiencia de la central. Sin embargo, en Canarias se ha aprobado la

⁶ <https://meci.gov.cy/assets/modules/wnp/articles/202101/103/docs/cynecp.pdf>

ejecución de la Central Chira-Soria sin ni si quiera tener información sobre parámetros tan fundamentales como los costes de operación o la eficiencia de la central (considerando la pérdida de eficiencia por la desalación y elevación del agua). No obstante, respecto a los costes de capital, resulta curioso que aplicados a la Central Chira-Soria (200 MW) tendríamos una inversión de (231 M€), frente a los más de 400 M€ que conllevará de inversión esta central. Desde las administraciones se suele tildar como gran ventaja que “las presas están hechas”, pero tal ventaja no parece tal cuando los costes de capital superan con creces cualquier central hidroeléctrica de bombeo del mundo con la que se le compare.

Resulta ciertamente demoledora la siguiente afirmación por parte de las autoridades chipriotas, *“In addition, the policy framework is not yet developed, as well as the cost and performance characteristics assumed for this facility may need to be revised, since the existence of periodic droughts in Cyprus may affect the attractiveness and viability of such a project.”* Hablan las autoridades chipriotas de que la existencia de periodos de sequía podría afectar a la viabilidad y el atractivo del proyecto. Ello a pesar de que la escasez hídrica de Chipre no es tan acuciante como en islas como Gran Canaria, existiendo cursos permanentes de agua gran parte del año que limitarían los posibles aportes de agua adicionales a momentos temporales. Sin embargo, en el proyecto de la isla de Gran Canaria, el uso de agua desalada sería imprescindible y estos aportes de agua serían prácticamente permanentes.

Por todo lo expuesto, indican las autoridades chipriotas (página 293 del documento):

“Pumped hydro is currently not a feasible option, due to the requirements for a certain level of water in the dams, which cannot be achieved with the weather conditions of Cyprus. They have carried out several studies and at the moment the technology and requirements do not make it feasible. The WDD have also explored pumped hydro using wastewater reservoirs, but the energy required makes it untenable.”

Se concluye que los estudios llevados a cabo por las autoridades chipriotas concluyen que no es viable la ejecución de centrales de bombeo, incluso se ha estudiado el posible aporte de aguas residuales, pero *“la energía requerida lo hace insostenible”*. Sin embargo, las autoridades españolas, sin estudio alguno de viabilidad técnica y económica que lo justifique, afirman en su solicitud de excepción:

“La incorporación de instalaciones de bombeo en estos sistemas ...tienen un muy favorable impacto medioambiental y por otra provocan una reducción de costes en estos sistemas”.

Resulta sorprendente que se llegue a conclusiones tan dispares siendo situaciones tan similares.

2.5 EL CASO DE HAWAI

La isla de Gran Canaria no es la única que busca aumentar sus niveles de penetración de EERR en su sistema eléctrico. Son muchas las islas que lo persiguen, y un vistazo a sus planes, vuelve a dejar en evidencia al Ministerio.

Llamativo resulta el caso del archipiélago de Hawái. Sí, esas islas que cuentan con algunas de las estaciones meteorológicas con mayor pluviometría anual, con ríos permanentes y con orografías que a priori, favorecerían la instalación de sistemas de bombeo. Sin embargo, y de acuerdo con la información facilitada por el operador del sistema eléctrico hawaiano, “*Hawaiian Electric*”, todos los nuevos proyectos de energías renovables en las islas llevan aparejados almacenamientos electroquímicos que estarán en funcionamiento antes de que lo hiciera la central hidroeléctrica Chira-Soria, y con cifras en cuanto a almacenamiento y potencia de escalas considerables.

Es de destacar el proyecto denominado “*Kapolei Energy Storage*”⁷, con una potencia de 185 MW (casi equivalente a Chira – Soria) y un almacenamiento de 565 MWh, donde destaca el poco impacto que tendrá la instalación.

El archipiélago de Hawaii está mucho más avanzado en la penetración de EERR, teniendo ya tasas de penetración de EERR superiores al 30% en todas las islas. Su modelo, sin embargo, es completamente diferente al seguido a Canarias, por los siguientes motivos:

- La energía fotovoltaica distribuida, más democrática, supone prácticamente la mitad de las EERR de las islas, mientras que en Canarias es despreciable
- Hay un mayor peso de la energía fotovoltaica frente a la eólica. En Canarias tiene mucho mayor peso la eólica
- Las propuestas de almacenamiento de Hawái van por la vía del almacenamiento distribuido y por centrales de almacenamiento electroquímicas. El

⁷ <https://www.kapoleienergystorage.com/>

almacenamiento propuesto en Canarias sigue un modelo centralizado y que apuesta únicamente por bombeos operados en régimen de monopolio

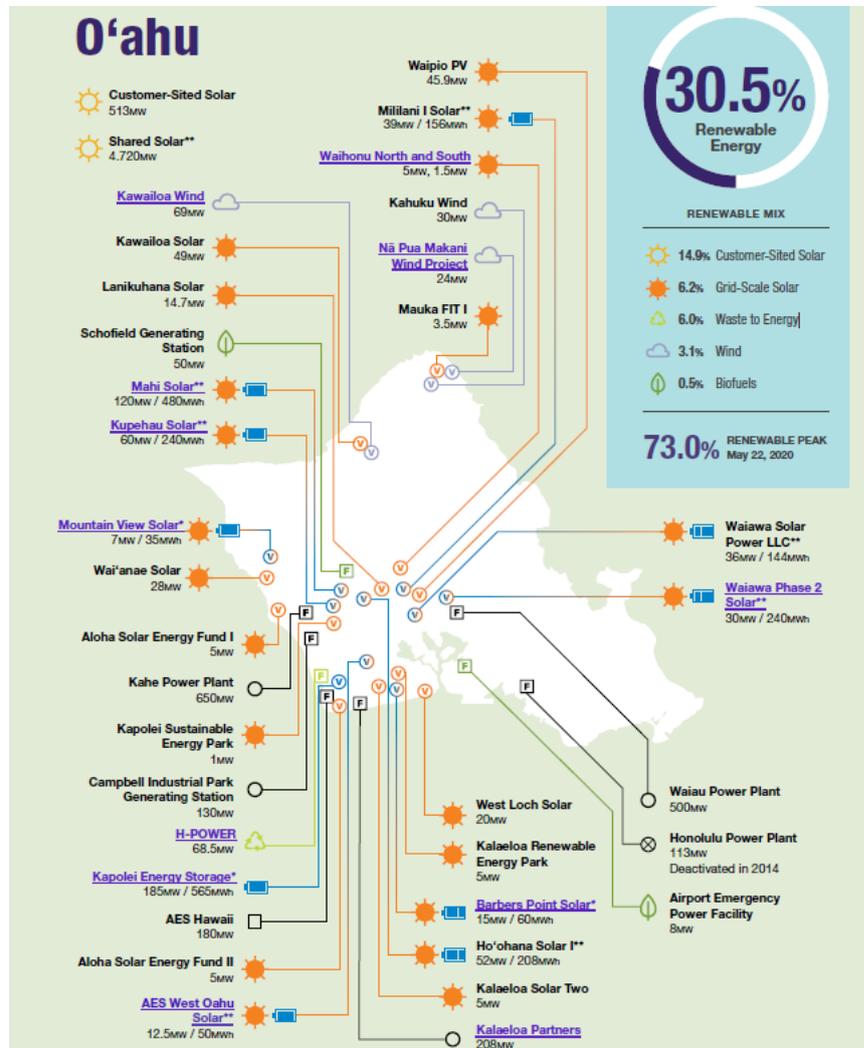


Figura 2-3 Sistema Eléctrico de O'ahu, eléctricamente de un tamaño similar a Gran Canaria⁸

Es de destacar los proyectos contemplados en la isla de Oahu, una isla con prácticamente la misma superficie que Gran Canaria y con una población incluso mayor, próxima al millón de habitantes, pero con una demanda eléctrica que duplica la de Gran Canaria (> 7.500 GWh¹⁵). Estos proyectos de almacenamiento en su conjunto equivaldrían a una potencia de 459 MW (más del doble que Chira – Soria) y un almacenamiento de 1.753 MWh, en torno a un 50% del almacenamiento Chira – Soria, pero mayor al almacenamiento útil de Chira - Soria. Además,

⁸ <https://view.hawaiianelectric.com/2020-2021-sustainability-report/page/1>

un proyecto equivalente en Gran Canaria, con esta combinación de mayor potencia frente a almacenamiento, daría lugar a mayor capacidad para aumentar la potencia renovable instalada en la isla frente a Chira - Soria, dado que el almacenamiento real de Chira -Soria es menor al potencial por la limitación de potencia del sistema.

3 ALEGACIONES A LA RETRIBUCIÓN PROPUESTA

3.1 VALORES DE RETRIBUCIÓN ESTIMADOS A 50 AÑOS

Una de las reclamaciones más habituales por esta parte era el hecho de que se pudiera dar comienzo a la construcción de una central de estas características sin que los usuarios supiéramos cuál iba a ser el coste total de la misma en una falta de absoluta transparencia. A diferencia de las centrales de bombeo peninsulares, que son promovidas por empresas privadas que asumen la inversión y el riesgo, y, por tanto, sin repercutir directamente sus costes a los ciudadanos, Chira-Soria sería una instalación cuya inversión va a tener que ser asumida por todos los consumidores eléctricos, a través de la parte fija de la factura (peajes de acceso). El único gasto que conocíamos hasta este momento era la inversión que conllevaba la central, inversión que no ha hecho más que aumentar desde que se diera una primera cifra por parte del Consejo Insular de Aguas. Sin embargo, se nos ha ocultado todo este tiempo a los ciudadanos cuál iba a ser los costes de operación y mantenimiento de esta central, y no ha sido hasta la publicación de esta propuesta de retribución cuando hemos tenido dicha información.

Debo mostrar mi absoluta disconformidad, rechazo e indignación porque esta retribución no se haya dado a conocer hasta ahora, una vez se ha concedido la autorización administrativa, y sin seguir ninguna de las pautas de la autoridad reguladora, la CNMC, en este sentido.

No obstante, la publicación de esta propuesta de retribución ha venido a confirmar lo que desde esta parte se puso de manifiesto en las distintas alegaciones presentadas durante la fase de tramitación del proyecto. El coste real de esta instalación para todos los españoles será absolutamente desproporcionado, siendo este coste de almacenamiento superior a los 200€/MWh, que será aún superior por los más que comunes sobrecostes de obras de estas características en sus fases de ejecución. Ello frente a nuevas tecnologías de almacenamiento cuyos costes (€/MWh) no hacen más que caer, y con previsiones de caída de costes ante cualquier informe de previsión de costes que se citara, frente a un proyecto obsoleto de Chira-Soria cuyos costes no hacen sino aumentar.

La propuesta de orden de retribución permite hacer una estimación de cuál sería la retribución de la instalación a 50 años vistas, cálculo que se anexa al final de este documento, y para lo que se han tomado los siguientes puntos de partida:

- No se ha considerado aplicación de IPC para tener una valoración a precios actuales
- La tasa financiera de retribución se ha considerado fija en un 5,58%
- Se ha sido prudente en los cálculos de la retribución variable, tendiendo a estimaciones más bien a la baja
- Se ha considerado una nueva inversión a 25 años de equipos y desaladora, al cumplirse la vida útil de los mismos
- El almacenamiento anual se ha considerado en 121 GWh (página 259 informe Consejo de Expertos)⁹
- No se ha incluido la retribución de la línea eléctrica de 220 kV al no estar incluida en la propuesta

En los puntos posteriores se hará una valoración en sí del esquema retributivo propuesto, pero es sorprendente que de hacernos creer que la central nos costaría 400 M€ nos hayamos enterado por esta propuesta de retribución que esta instalación nos costará a todos los españoles la friolera cifra de más de 1.500M€. Esta cifra es un absoluto disparate que conlleva un coste de almacenamiento superior a 250 €/MWh, mucho más caro de los que ya son, por ejemplo, las baterías, y tal y como advertía Deloitte en su informe titulado *“Los Territorios No Peninsulares 100% descarbonizados en 2040: la vanguardia de la transición energética en España”*¹⁰, informe que de manera precisa el Ministerio citó recientemente para hacer una propuesta de retribución de grupos térmicos que funcionen con gas natural en Canarias¹¹, y en el que literalmente se dice *“Las baterías como forma de almacenamiento de corto plazo presentan ventajas frente al bombeo, en modularidad, ocupación del terreno, eficiencia y costes, especialmente a partir de 2030 (asumiendo que son capaces de aportar los requerimientos técnicos de regulación de tensión y frecuencia)”*.

Con esta propuesta de retribución es absolutamente arbitrario que el Ministerio afirme que no habría concurrencia de hacerse un concurso, que además redundaría en un ahorro de costes para los usuarios por la competencia. Detrás de estos desorbitados números está precisamente el monopolio que supone que REE sepa de antemano que es la única empresa que a nivel nacional cuenta con la potestad de promover estas instalaciones.

⁹ <https://www.asociacion3e.org/documento/analisis-y-propuestas-para-la-descarbonizacion>

¹⁰ <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/strategy/articles/territorios-no-peninsulares-descarbonizados-2040.html>

¹¹ <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=471>

¿Qué razones hay para no seguir lo establecido en el artículo 54, apartado 2, de la Directiva 2019/944 si conforme al Ministerio esta instalación es tan positiva? ¿Por qué no se convoca primeramente un concurso que no solo no quedaría desierto, sino que sería altamente concurrido y con un asegurado ahorro de costes para los usuarios?

Si el Ministerio discrepa de las cifras obtenidas en el cálculo estaré encantado de recibir una simulación del Ministerio con las cifras que considere.

3.2 SIN RASTRO DE LA EFICIENCIA DE LA CENTRAL

Una de las variables más escondidas de este proyecto es su eficiencia. En reiteradas ocasiones, por medio de las alegaciones presentadas por esta parte a la central Chira-Soria, se solicitó al OS que se dijera cuál sería la eficiencia del sistema. El OS no informó en ningún momento sobre ello. Un sistema de estas características ve considerablemente afectado su rendimiento por:

- La necesidad de emplear agua desalada, con el consumo energético que conlleva su desalación y bombeo hasta el depósito superior
- Los grupos de bombeo-turbinado no trabajarían en su punto óptimo, sino que trabajarían en gran parte a cargas parciales y sometidos a continuos cambios para adecuar distintos parámetros de regulación del sistema, penalizando nuevamente la eficiencia del sistema.

Esto se pone de manifiesto en un documento de la CNMC sobre la retribución de Gorona del viento¹², donde se recoge (página 34):

“Según los datos facilitados en la Memoria y por GORONA, anteriormente analizados, la instalación eólica tiene una potencia de 11,5 MW con una producción anual de [XXXX] MWh, lo que equivale a [XXXX] horas de utilización. De esta producción, se utilizarían contra consumo, siempre según la Memoria, [XXXX] MWh, y para bombear [XXXX] MWh, obteniéndose de la turbinación [XXXX] MWh, con una potencia instalada de 11,32 MW, lo que equivale a [XXXX] horas de utilización. Por tanto, se obtiene una eficiencia del sistema de turbinación-bombeo de sólo un 51%, valor que es muy inferior al esperado en una instalación de este tipo, máxime una de nueva construcción. Tanto

¹² <https://www.cnmc.es/node/374973>

el Operador del Sistema, en su estudio de 2007 “Centrales de bombeo. Esquema de retribución en sistemas aislados”, como esta Comisión, en su informe de 10 de febrero de 2011, han considerado un factor de eficiencia próximo al 70%.

Asimismo, las instalaciones convencionales de bombeo-turbinación de ciclo diario en la Península alcanzan rendimientos superiores al 75%. Sin perjuicio de que la CHE tendrá una función de regulación del sistema de El Hierro, y esto reducirá la eficiencia de la instalación, se considera que es importante el reconocimiento de una eficiencia del sistema bombeo-turbinación superior, para valorar correctamente los costes variables de operación y mantenimiento reconocidos. Debe tenerse presente que se trata de un parámetro estrictamente técnico, propio del diseño y configuración adoptados, lo cual hace difícilmente justificable una variación tal. Por otra parte, una desviación significativa de la eficiencia tiene un notable impacto económico, pues a menor rendimiento, más ciclos de bombeo-turbinación son necesarios para una misma producción, peor es la conversión de energía eólica a hidráulica y mayor será la utilización de la CT diésel de Llanos Blancos.”

Como se puede ver, se determina que la eficiencia de la central es del 51%, siendo incluso inferior a la vista de los datos publicados posteriormente, todo ello sin considerar el gasto energético de la desalación y bombeo del agua, obedeciendo esta pérdida de eficiencia únicamente a la “función de regulación del sistema de El Hierro”. Sin embargo, REE, y a sabiendas de que la eficiencia de la Central Chira-Soria tendría una eficiencia muy alejada de los rendimientos del 75% que tienen las centrales en la Península, no ha dado información alguna al respecto, haciéndose incluso creer desde los promotores de la central que ésta tendrá valores de eficiencia del 70-80%, e incluso llegando a afirmarse por parte del Consejero de transición ecológica, Jose Antonio Valbuena, que la eficiencia de la central sería de un 80-90% (minuto 09:40 de la entrevista¹³), dando información falsa a la ciudadanía. Asimismo, se informa (minuto 14:40 de la misma entrevista) de que el incremento de la penetración de renovables entre tener “un salto hidráulico” y no tenerla es del 20%, cuando la propia REE rebaja a un 13% esta cifra, y las estimaciones del Consejo Insular de la Energía y la de un servidor la rebaja a menos de un 5%.

No obstante, resulta absolutamente incomprensible que la retribución no tenga en cuenta en absoluto este factor, y es que la retribución de la central sería exactamente igual

¹³ <https://www.elespejocanario.es/llamada-actualidad/valbuena-senala-que-ni-el-gas-ciudad-ni-las-regasificadoras-han-sido-autorizadas/>

funcionase la central con una eficiencia del 30% o del 60%, a pesar del fuerte impacto económico que esto supone, y por supuesto, ante la importancia de este valor para un análisis económico serio sobre la viabilidad de esta central.

Resulta cuanto menos revelador todo lo comentado por la CNMC con relación a la central de Gorona del Viento, y explica perfectamente la falta de información a este respecto, pues no haría más que demostrar la inviabilidad técnico-económica de este proyecto de darse los datos. En dicho informe, ya indicó la CNMC que se le facilitara dicho valor, indicando:

“De acuerdo con lo arriba expuesto, la CNE solicitó, tras su Consejo del día 21 de febrero de 2013, a GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A. (en adelante GORONA), que proporcionara información adicional acerca de los siguientes puntos:

1) Rendimiento o eficiencia estimada del ciclo de bombeo y turbinación, y justificación detallada del mismo

2) Explicación pormenorizada de la forma de cálculo de los intereses intercalarios

3) Justificación del desvío presupuestario experimentado por el proyecto en el período 2008 – 2012.”

Resulta indignante que ante una inversión de este calibre se publique una propuesta de retribución sin mencionar ni una sola vez la eficiencia de la central, a pesar del fuerte impacto económico que como bien afirma la CNMC tiene este parámetro.

3.3 LA INVERSIÓN SERÁ SUPERIOR

Ya no supone una sorpresa ver un nuevo aumento en el presupuesto de la central Chira-Soria, pues la evolución del presupuesto ha sido una constante al alza. Nuevamente nos hemos enterado por la propuesta de retribución de la Central Chira-Soria que el presupuesto ha aumentado en otros 20 M€, un suma y sigue constante. Como se puede ver en la Tabla 1, de un primer presupuesto que hablaba de 120 M€, pasamos a un presupuesto de 410 M€ que no incluye la línea eléctrica de la central.

Fuente	Presupuesto (M€)	Año
Consejo Insular de Aguas ¹⁴	119,7	2007
La Provincia ¹⁵	274	2011
Web de REE ¹⁶	320	2018
Canarias7 ¹⁷	391	2019
Propuesta Retribución Ministerio ¹⁸	409,5	2022

Tabla 1 Evolución del Presupuesto de la Central Chira-Soria

Todo ello, a pesar de que, vuelvo a citar, la CNMC advertía sobre la necesidad del carácter vinculante que debía tener el presupuesto que se fijara.

De lo que no se tiene duda por este alegante es de que ésta no será la inversión final que tendremos que retribuir todos los usuarios del sistema, y como resulta habitual en estas obras, nuevamente veríamos un aumento de presupuesto en la fase de ejecución, siendo aún más disparatado el coste total de este proyecto. Basta con ver todos los sobrecostes que hubo en la fase de ejecución en la central de Gorona del Viento, que fueron los indicados en la Tabla 2, además de la aparición de nuevas partidas no contempladas inicialmente.

Gorona del Viento	Variación (%)
Obras Civiles	71
Sistemas Eléctricos	54
Equipos Mecánicos	30
Gastos Ingeniería	41
Parque Eólico	7

Tabla 2 Aumentos de Presupuestos de central Gorona del Viento. Fuente: CNMC

Todos estos aumentos conllevaron que finalmente la inversión final duplicase el presupuesto de autorización administrativa de la obra (Tabla 3), cuestión que ocurrirá también en la central de Chira-Soria.

¹⁴ <http://www.aguasgrancanaria.com/pdfs/Presas/Listado/CentralReversible.pdf>

¹⁵ <https://www.laprovincia.es/gran-canaria/2011/05/12/endesa-hara-central-chira-soria-34-meses/371954.html>

¹⁶ <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/central-chira-soria>

¹⁷ <https://www.canarias7.es/siete-islas/gran-canaria/el-presupuesto-de-chira-soria-se-ha-doblado-sin-empezar-LK6738782>

¹⁸

Presupuesto Inicial Gorona del Viento (M€)	35
Inversión Reconocida Gorona del Viento (M€)	81

Tabla 3 Gorona del Viento. Presupuesto Inicial vs Retribución reconocida. Fuente: CNMC

3.4 UNA RETRIBUCIÓN MAYORMENTE FIJA

Una primera valoración del régimen retributivo propuesto permite entrever que para evitar el evidente conflicto de intereses que supone que el operador y transportista del sistema gestione la central, se ha optado por dar una retribución cuya parte fija asciende a más del 90% del total, de forma que la parte variable, que como se verá genera conflicto de intereses, tenga poco peso. En la Tabla 4 se puede ver un resumen de las estimaciones realizadas en el anexo de cálculos.

Retribución Total a 50 años (M€)	1555,58
Retribución Fija (M€)	1417,35
Retribución Variable (M€)	138,23
Retribución Fija (%)	91,1
Retribución Variable (%)	8,9

Tabla 4 Valores Estimados de Retribución de Chira-Soria a 50 años

Este peso tan abultado de la rentabilidad fija no hace más que garantizar la rentabilidad de esta central para REE, a pesar del nulo beneficio que pueda tener esta central eléctrica para los ciudadanos. Por ejemplo, en un escenario donde se retrasase la implantación de las energías renovables, una tónica habitual en todos los planes energéticos de Canarias, la central quedaría infrautilizada, y, sin embargo, REE cobraría igualmente la retribución.

Por otro lado, un escenario que ya es evidente, donde otras tecnologías de almacenamiento presenten cada vez menores costes, obligaría a todos los ciudadanos españoles a pagar esta ruina económica durante 50 años... ¿Qué planteará el Ministerio si en el año 2030 los costes de almacenamiento con baterías descendieran a por ejemplo 50€/MWh, tal y como pronostica Deloitte y cuyo informe poseen sus señorías? ¿Qué se nos dirá desde el Ministerio a los grancanarios por habernos condenado a esta millonaria inversión y al destrozo medioambiental de este proyecto para nada?

3.5 RETRIBUCIÓN VARIABLE – ABSOLUTO CONFLICTO DE INTERESES

A pesar de que se ha garantizado a REE la rentabilidad de este proyecto por la vía de la retribución fija, hay dos propuestas de retribución variable sobre las que se quiere hacer una valoración.

3.5.1 CÁLCULO DE LA ANUALIDAD POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO VARIABLE

Este parámetro dependerá del número de arranques y de las horas de funcionamiento de la central, afirmándose literalmente en el texto de la orden:

“A esos efectos, el operador del sistema enviará antes del 31 de enero de cada año los valores de horas de funcionamiento, diferenciando entre fase de turbinación y fase de bombeo, y los arranques de los seis grupos que componen la central del año anterior.”

¿Qué agente independiente controlará que REE, que normalmente cumple con dicha función en el caso de los generadores, dé esa información de forma veraz? ¿Debemos los consumidores confiar en la buena fe del operador?

Esta retribución es cuanto menos tendenciosa, y es que el operador es también quien fija el arranque o no de los grupos, siendo este un parámetro que aumenta la retribución de esta partida. Prueba de ello es que el propio Ministerio establece un tope de 1460 arranques sin justificar a qué responde dicha cifra ¿Qué impediría que REE en un escenario sin EERR ordene arrancar las bombas y bombee con fuel que alimente las centrales térmicas? ¿Qué agente fiscalizará que no se llevan a cabo dichas acciones? ¿Debemos confiar en la buena fe del operador?

3.5.2 RETRIBUCIÓN POR INCENTIVO A LA ACTIVIDAD DE ALMACENAMIENTO

Nuevamente nos encontramos ante un parámetro absolutamente arbitrario, donde REE será quien informe sobre la retribución que le corresponde por este parámetro y sin que haya

ningún agente externo e independiente que pueda velar por la veracidad de la información ofrecida. Literalmente indica el Ministerio:

“A efectos de la determinación del parámetro Ren_sinn-1, antes del 15 de febrero de cada año n el operador del sistema remitirá informe con la valoración del escenario de despacho que hubiera resultado, en año n-1, sin la operación de la instalación Chira Soria, con indicación de la energía de origen renovable que se hubiera integrado en el despacho en este caso y la energía de origen renovable efectivamente integrada en el despacho realizado con la instalación Chira Soria.”

¿Quién velará en el Ministerio porque el dato de despacho sin Chira-Soria ofrecido sea veraz? ¿Se simulará en el Ministerio también el despacho del sistema sin tener en absoluto datos del mismo?

Además, y como se vio en el apartado relativo a la eficiencia, resulta sorprendente que se incentive a almacenar energía si luego la eficiencia de la central será baja, y solo podremos recuperar la mitad o menos de ella. Esto solo supone un incentivo para que el operador aumente la demanda por la vía de los bombeos porque podrá justificar mayor absorción de energía del sistema con Chira-Soria, y, por tanto, una mayor retribución por este concepto. Por el contrario, no supone ningún incentivo para la energía devuelta al sistema a través del turbinado, cuando como bien decía la CNMC, es la eficiencia de la central lo que realmente tiene un fuerte impacto económico en el sistema.

4 CONCLUSIONES

A continuación, se hace un resumen de las ideas principales que se han tratado de transmitir en estas alegaciones:

- El proyecto de la Central Chira-Soria no ha sido sometido a un estudio de viabilidad económico, contraviniendo lo indicado por la autoridad reguladora, la CNMC.
- El Ministerio es incapaz de definir qué centrales de bombeo serían titularidad de REE
- El Ministerio ha tramitado este proyecto sin cumplir la legislación europea. En noviembre de 2020 se vio forzado a presentar una solicitud de excepción para dar continuidad al proyecto
- Se ha dado autorización administrativa a este proyecto sin esperar a un pronunciamiento previo de la Comisión Europea
- La CNMC ha advertido en más de una ocasión sobre el conflicto de intereses que supone que REE sea el titular de instalaciones y ha puesto en duda su viabilidad, indicando que incluso la compensación de vertidos puede ser más económica para los usuarios del sistema
- El coste real para los consumidores del sistema eléctrico superará ampliamente los 1.500 M€, ascendiendo el coste de almacenamiento a cifras superiores a los 200€/MWh
- No hay un dato oficial de la eficiencia de la central, y ésta no es tenida en cuenta en la retribución propuesta
- La retribución fija supone más del 90% del total, asegurando la rentabilidad del proyecto para el operador y transportista, incluso en un escenario de escasa penetración de renovables
- La retribución variable deja en manos del operador aumentar aún más sus beneficios, al ser el agente responsable de los parámetros que se usan para determinar las cuantías variables

5 ANEXO – CÁLCULO DE RETRIBUCIÓN

PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE CENTRAL CHIRA-SORIA

$$R_n = RI_n + ROM_{fn} + ROM_{vn} + I_n + Rc_n$$

Partidas-inversión	Valor provisional de inversión (M€)	Vida útil regulatoria (años)
Obra civil	164,99	65
Equipos	163,87	25
Otros (ingeniería, desarrollo)	44,57	20
Desaladora	22,25	25
Gastos Iniciales	13,80	5
TOTAL (€)	409,48	

Donde:

R_n es la retribución anual de la instalación Chira Soria, para el año n, en euros.

RI_n es la retribución por inversión en el año n de la instalación Chira Soria, en euros.

ROM_{fn} y ROM_{vn} son respectivamente las retribuciones por operación y mantenimiento fijo y variable en el año n, en euros.

I_n es el importe económico asociado a un incentivo o penalización fijado para la actividad de almacenamiento de energía eléctrica en el año n-1, en euros.

Rc_n : Retribución anual asociada a la fase de construcción, en euros.

Trn: Tasa financiera de retribución a aplicar en el año n.

5,58%

H

ROMfn		ROMvn		In		RC	
Potencia	200 MW	VUPMbase	235	€/horas	Imaxn-1	Tipo de Interé	5,58%
Concepto	36.000 €/MW	hm,n	1500	horas		RC	22,85 M€
		Narrn	720	Arranques			

CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
An Obra Civil	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
Rfn Obra Civil	9,21	8,69	8,21	7,75	7,32	6,91	6,52	6,16	5,82	5,49	5,18	4,90	4,62	4,36	4,12	3,89
An Equipos	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
Rfn Equipos	9,14	8,63	8,15	7,70	7,27	6,86	6,48	6,12	5,78	5,45	5,15	4,86	4,59	4,33	4,09	3,86
An Otros	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23
Rfn Otros	2,49	2,35	2,22	2,09	1,98	1,87	1,76	1,66	1,57	1,48	1,40	1,32	1,25	1,18	1,11	1,05
An Desaladora	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Rfn Desaladora	1,24	1,17	1,11	1,05	0,99	0,93	0,88	0,83	0,78	0,74	0,70	0,66	0,62	0,59	0,56	0,52
An Gastos Iniciales	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76											
Rfn Gastos Iniciales	0,77	0,73	0,69	0,65	0,61											
An Total Anual	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21
Rfn Total Anual	22,85	21,57	20,37	19,23	18,16	16,57	15,64	14,77	13,95	13,17	12,43	11,74	11,09	10,47	9,88	9,33
RIn	37,82	36,55	35,34	34,21	33,13	28,78	27,86	26,98	26,16	25,38	24,65	23,95	23,30	22,68	22,09	21,54
ROMfn	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
ROMvn	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
In	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Rc	5,84	5,59	5,33	5,08	4,82											
Retribución Anual (€)	53,63	52,10	50,64	49,25	47,92	38,74	37,82	36,95	36,12	35,34	34,61	33,92	33,26	32,64	32,06	31,51

$$ROMv_n = VUOM_m^{base} * (h_{m,n} + 10 * Narr_n)$$

Donde:

VUOM^{base}: valor unitario anual base de operación y mantenimiento establecido para la instalación, expresado en €/horas.

h_{m,n}: valor medio del número de horas de funcionamiento en fase de turbinación y en fase de bombeo de los seis grupos que componen la central durante el año n.

Narr_n: valor medio del número de arranques de los seis grupos que componen la central durante el año n. Se establece como máximo, a efectos retributivos, un valor de Narr_n de 1.460 para años no bisiestos, y 1.464 para años bisiestos.

$$I_n = \min \left[I_{max_{n-1}}, \frac{Ren_{n-1} - Ren_{sin_{n-1}}}{Obj_{n-1} - Obj_{sin_{n-1}}} * \frac{P_{prev_{n-1}}}{P_{n-1}} * I_{max_{n-1}} \right]$$

Donde:

Ren_{n-1}: es la energía de origen renovable, en MWh, que ha sido integrada en el despacho del sistema eléctrico aislado en el que se ubica Chira Soria en el año n-1.

Ren_{sin_{n-1}}: es la energía de origen renovable, en MWh, que hubiera sido integrada en el despacho del sistema eléctrico aislado en el que se ubica Chira Soria en el año n-1, si no se hubiera instalado Chira Soria.

Obj_{n-1}: es el objetivo de integración de energía de origen renovable, en MWh, establecido para el año n-1.

Obj_{sin_{n-1}}: es el objetivo de integración de energía de origen renovable, en MWh, establecido para el año n-1 en el sistema eléctrico aislado si no se hubiera instalado Chira Soria.

P_{prev_{n-1}}: es la potencia de origen renovable prevista en el año n-1, en MW, en el sistema eléctrico aislado en el que se ubica Chira Soria.

17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
3,67	3,47	3,28	3,09	2,92	2,76	2,60	2,46	2,32	2,19	2,07	1,95	1,84	1,74	1,64	1,55	1,47	1,38
6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
3,65	3,45	3,25	3,07	2,90	2,74	2,59	2,44	2,30	9,14	8,63	8,15	7,70	7,27	6,86	6,48	6,12	5,78
2,23	2,23	2,23	2,23														
0,99	0,94	0,88	0,84														
0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
0,50	0,47	0,44	0,42	0,39	0,37	0,35	0,33	0,31	1,24	1,17	1,11	1,05	0,99	0,93	0,88	0,83	0,78
12,21	12,21	12,21	12,21	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98
8,81	8,32	7,85	7,42	6,21	5,87	5,54	5,23	4,94	12,58	11,87	11,21	10,59	10,00	9,44	8,91	8,41	7,94
21,02	20,53	20,07	19,63	16,20	15,85	15,52	15,21	14,92	22,56	21,86	21,20	20,57	19,98	19,42	18,89	18,40	17,93
7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
30,99	30,49	30,03	29,59	26,16	25,81	25,49	25,18	24,89	32,52	31,82	31,16	30,53	29,94	29,39	28,86	28,36	27,89

P_{n-1} : es la potencia de origen renovable efectivamente instalada el 31 de diciembre del año n-1, en MW, en el sistema eléctrico aislado en el que se ubica Chira Soria.

$I_{\max n-1}$: es el valor máximo de retribución anual como incentivo por la actividad de almacenamiento, que se corresponderá con el 10% de la retribución por operación y mantenimiento en el año n-1.

Artículo 11. Retribución anual asociada a la fase de construcción.

1. La retribución anual asociada a la fase de construcción R_{c_n} , asociada a los costes de financiación durante la fase de construcción se percibirá durante los cinco primeros años tras la puesta en explotación de la instalación, a partir de una cuantía total R_c , y calculándose para cada año n, en euros, de la siguiente forma:

$$R_{c_n} = \frac{R_c}{5} + \left[R_c - (k - 1) * \left(\frac{R_c}{5} \right) \right] * Tr_n$$

Donde:

R_c : Cuantía reconocida asociada a los costes financieros incurridos durante la fase de construcción, en euros.

k: Número de años transcurridos desde la puesta en explotación de la instalación. Este parámetro tomará el valor 1 para el año de inicio de explotación de la instalación y 5 el quinto año de explotación.

Tr_n : Tasa financiera de retribución a aplicar en el año n, de acuerdo a lo señalado en el artículo 7.

2. El valor de R_c se reconocerá mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. Este valor será calculado a partir de:

- El valor de inversión real auditado.
- El calendario de costes incurridos recogido en el anexo.
- Como tipo de interés se utilizará un valor igual al de la tasa de retribución financiera establecida en el artículo 7.

Si en un año el volumen de inversión supera el del calendario de costes incurridos recogido en el anexo, se reconocerá exclusivamente el correspondiente al del calendario de costes incurridos arriba señalado.

35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	TOTAL (M€)
2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	126,92
1,31	1,23	1,17	1,10	1,04	0,98	0,93	0,87	0,83	0,78	0,74	0,69	0,66	0,62	0,59	0,55	155,65
6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	327,73
5,45	5,15	4,86	4,59	4,33	4,09	3,86	3,65	3,45	3,25	3,07	2,90	2,74	2,59	2,44	2,30	249,73
																44,57
																30,43
0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	44,50
0,74	0,70	0,66	0,62	0,59	0,56	0,52	0,50	0,47	0,44	0,42	0,39	0,37	0,35	0,33	0,31	33,91
9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	557,52
7,50	7,08	6,69	6,31	5,96	5,63	5,32	5,02	4,74	4,47	4,22	3,99	3,77	3,56	3,36	3,17	473,16
17,48	17,07	16,67	16,30	15,94	15,61	15,30	15,00	14,72	14,46	14,21	13,97	13,75	13,54	13,34	13,15	1030,68
7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	360,00
2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	102,23
0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	36,00
																26,67
27,45	27,03	26,63	26,26	25,91	25,58	25,26	24,97	24,69	24,42	24,17	23,94	23,71	23,50	23,31	23,12	

Retribución Total a 50 años (M€)	1555,58
Energía Almacenada Anualmente (GWh)	121
Parte Fija Retribución (%)	91,1
Parte Variable Retribución (%)	8,9
Coste Almacenamiento (€/MWh)	257,12