

INFORME 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.

(INF/DE/025/22)

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.^a Pilar Sánchez Núñez

Secretaria

D.^a. María Ángeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 16 de junio de 2022

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) sobre 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*' (en adelante, 'la propuesta'), la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

I. ANTECEDENTES Y OBJETO

1. El 18 de febrero de 2022 tuvo entrada en el registro de la CNMC oficio de la SEE adjuntando para informe la propuesta, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN), siendo remitida el día 22 a

los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días hábiles a contar desde el día siguiente hábil a la recepción de la documentación. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

2. La propuesta tiene por objeto establecer la metodología de cálculo de la retribución de la instalación de Chira Soria en la Isla de Gran Canaria (en adelante, CHIRA SORIA), cuyo titular es el Operador del Sistema (OS; Red Eléctrica de España, S.A.U., REE). El fundamento jurídico de la propuesta emana del apartado 4 del artículo 74 ('Procedimiento de asignación de titularidad') del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio (RD 738/2015)¹, que dice:

«Una vez declarada por el Consejo de Ministros la necesidad de instalar bombes de titularidad del operador del sistema [...], por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se aprobará la potencia de la instalación, las particularidades de su retribución y los siguientes parámetros retributivos:

- a) *El valor de la inversión de la instalación en el año de su puesta en servicio, Vli, diferenciando las inversiones con distinta vida útil regulatoria. [...]*
- b) *El valor unitario de operación y mantenimiento variable.*
- c) *El valor unitario de la anualidad de costes de operación y mantenimiento fijos.»*

3. Por tanto, de acuerdo con lo dispuesto en el antedicho precepto, para los bombes que sean titularidad del OS se aprobarán unos valores específicos para sus costes unitarios.
4. CHIRA SORIA es un proyecto formado por una central hidroeléctrica de bombeo (CHB) reversible, en caverna², de 200 MW de potencia nominal en turbinación y 220 MW en bombeo —mediante el aprovechamiento de los embalses existentes de Chira (depósito superior) y Soria (depósito inferior)—, una estación desalinizadora de agua de mar (EDAM), situada en el litoral —en Santa Águeda (Arguineguín)— y con una capacidad de tratamiento de 2,7 Hm³/año (7.800

¹ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, 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.

² La CHB se dispone en una caverna —de 160 metros de largo— con dos sectores diferenciados: un primer sector albergará seis grupos reversibles turbobomba de potencia unitaria 33/36 MW (turbina/bomba) y el segundo seis transformadores —uno por cada grupo— y la subestación eléctrica blindada (*Gas Insulated Substation*, GIS) de 220 kV.

m³/día), y una línea eléctrica de evacuación³ a 220 kV. La EDAM bombeará el agua marina desalinizada hasta el embalse inferior de Soria, completando las aportaciones naturales, no continuas, que llegan a los embalses. La central tendrá la triple finalidad de incrementar la penetración de energía renovable mediante el almacenamiento de los excedentes no integrables de energía renovable, optimizar el rendimiento a cargas parciales y mejorar la capacidad de regulación primaria del sistema eléctrico de Gran Canaria.

5. La tramitación administrativa del proyecto de esta central fue iniciada por Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. (UNELCO) —filial de ENDESA— en enero de 2007 con la presentación del anteproyecto original de la instalación⁴, siendo el 6 de junio de 2011 cuando la antedicha sociedad resultó inicialmente adjudicataria del concurso convocado por el Consejo Insular de Aguas del Cabildo de Gran Canaria (CIAGC) para la concesión de las aguas embalsadas y del vaso de la Presa de Chira con fines hidroeléctricos (Chira-Soria). Con fecha 15 de marzo de 2012, la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) emitió —a solicitud de UNELCO— Resolución por la que se establecieron los parámetros retributivos provisionales y máximos para la referida central. Esta resolución se fundamentó en la información de los costes del proyecto facilitados en ese momento por la precitada sociedad: 313.681.086 euros previstos en el ‘Estudio económico de los costes del Proyecto de CHIRA SORIA’ de fecha 19 de julio de 2011 elaborado por Deloitte para ENDESA
6. Con fecha 30 de octubre de 2013 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 17/2013, de 29 de octubre⁵, cuya disposición transitoria segunda estableció un régimen transitorio para aquellas instalaciones de bombeo a las que a 1 de marzo de 2013 se hubiera otorgado concesión de aprovechamiento hidráulico o autorización administrativa para la ejecución de instalaciones y que a la de entrada en vigor de la citada Ley no dispusieran de autorización de puesta en servicio. A los titulares de las plantas que se encontraran en esas circunstancias, tuviesen como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, y no cumplieran las obligaciones y requisitos —calendario de construcción, garantías, etc.— establecidos en la precitada disposición transitoria, se les

³ La línea eléctrica de tensión a 220 kV, de doble circuito, conectará la subestación de la CHB y la Subestación Santa Águeda; tendrá un primer tramo subterráneo, en galería, de longitud aproximada 2,8 km, y un segundo tramo aéreo de 14,9 km.

⁴ El proyecto promovido originariamente por UNELCO denominado ‘Aprovechamiento hidroeléctrico. Bombeo reversible de Soria-Chira’ constaba básicamente de una central reversible de 200 MW, de turbinación y bombeo, en Soria. Adicionalmente, también consideraba la construcción de una desalinizadora capaz de generar un volumen anual mínimo de 1,8 Hm³, así como la impulsión y conducción necesarias hasta la presa de Soria.

⁵ Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

impuso, mediante orden ministerial, la obligación de traspasar la titularidad al OS. Esta disposición resulta coherente con la excepción prevista en el artículo 66 de la Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019⁶, sobre la posibilidad de que los gestores de la red de transporte ostenten la propiedad de instalaciones de almacenamiento de energía ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP).

7. Con fecha 6 de mayo de 2014 fue publicada en el BOE la Orden IET/728/2014, de 28 de abril⁷, que resolvía aceptar la renuncia presentada por UNELCO a la ejecución de la central CHIRA SORIA y le imponía la obligación de transmitir el proyecto —y, en su caso, las instalaciones de la central— al OS. Tras la transmisión de la titularidad de la instalación al OS, fue revisado el proyecto inicial, con el objeto de asegurar que el funcionamiento de la instalación priorizaba los objetivos de garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de las energías renovables no gestionables, así como la subrogación de dicha compañía en la concesión de aguas.
8. Con fecha 17 de julio de 2015, la Junta del Gobierno del CIAGC acordó por unanimidad aceptar la subrogación como concesionaria de REE en la concesión administrativa de las aguas embalsadas y el vaso de la presa de Chira con fines hidroeléctricos y, en consecuencia, adjudicar a REE dicha concesión administrativa, formalizándose la misma mediante acuerdo de fecha 16 de octubre de 2015. Por su parte, el CIAGC mantuvo la gestión y disposición de las aguas correspondientes para uso agrícola o cualquier otro uso que tenga autorizado.
9. Posteriormente, con fechas 14 de julio de 2016, 27 de diciembre de 2018 y 13 de julio de 2020, REE presentó ante la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias sendas nuevas versiones reformadas⁸ del proyecto —las dos últimas como resultado de los informes y alegaciones recibidos de las Administraciones Públicas afectadas— para los que solicitó la correspondiente autorización administrativa previa (AAP), declaración de utilidad pública (DUP) y declaración de impacto ambiental (DIA). Como consecuencia del procedimiento anterior, con fechas 30 de julio y 10 de agosto de 2021 se formularon

⁶ Directiva (UE) 2019/944 de 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.

⁷ Orden IET/728/2014, de 28 de abril, por la que se resuelve aceptar la renuncia presentada por UNELCO a la ejecución de la Central Hidráulica reversible de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria e imponerle la obligación de transmitir al operador del sistema el proyecto, y en su caso, las instalaciones de la referida central.

⁸ Denominadas respectivamente 'proyecto reformado', 'proyecto modificado I' y 'proyecto modificado II'.

resoluciones de DIA⁹ y Declaración de Interés General¹⁰ correspondiente al último reformado del proyecto denominado Modificado II (en adelante, proyecto Modificado II).

10. Con fecha 24 de diciembre de 2021, fue publicado en el BOE anuncio de la «*Resolución número 1684/2021, de 14 de diciembre, de la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, por la que se otorga la autorización administrativa y declaración, en concreto, de utilidad pública, a la última versión del proyecto denominado 'Central hidroeléctrica de Bombeo Chira-Soria. Reformado del proyecto de construcción. Modificado II'*» (en adelante, Resolución AAP 14 diciembre 2021), todo ello de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 del Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias, aprobado por el Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, y resto de normativa de aplicación. La precitada resolución establece un plazo máximo de 72 meses para presentar la solicitud de puesta en servicio de las instalaciones —contados a partir de su notificación—.
11. El proyecto Modificado II —sobre el que se basó la Resolución AAP 14 diciembre 2021— estimaba el presupuesto de la actuación en [XXXX] euros. En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 74.4 del RD 738/2015, con fecha 14 de mayo de 2021, el OS remitió a la DGPEM informe con una propuesta de retribución para la instalación CHIRA SORIA que establecía el presupuesto de ejecución en aproximadamente [XXXX] M€ —esto es, unos [XXXX] M€ más que el presupuesto previsto en el antedicho proyecto— que ha dado lugar a la propuesta objeto de este informe.
12. Con fecha 7 de febrero de 2022, mediante Decreto 2022-15, el CIAGC aprueba el proyecto Modificado II bajo determinadas condiciones generales y específicas. Con fecha 11 de febrero de 2022, mediante Decreto 2022-26, el CIAGC otorga a REE la concesión administrativa para la producción industrial de agua

⁹ Resolución de 30 de julio de 2021, por la que se hace público el Acuerdo de la Comisión Autonómica de Evaluación Ambiental de 30 de julio de 2021, que formula la Declaración de Impacto Ambiental del Proyecto denominado "Central Hidroeléctrica de Bombeo Chira-Soria. Reformado del Proyecto de Construcción. Modificado II", en los términos municipales de San Bartolomé de Tirajana y Mogán, Gran Canaria, promovido por Red Eléctrica de España, S.A.U.

¹⁰ Resolución nº 1028, de 10 de agosto de 2021, de la Dirección General de Energía, por la que se declaran de interés general por razones de excepcional interés las obras necesarias para la ejecución de las instalaciones eléctricas de alta tensión denominadas "central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria. Reformado del proyecto de construcción. Modificado II", promovido por Red Eléctrica de España, S.A.U. Esta resolución fue convalidada por el Consejo de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, mediante Orden número 247/2021, de 17 de septiembre.

mediante la EDAM incluida en el proyecto Modificado II. El plazo de la concesión es de 15 años, prorrogable —previa solicitud— hasta un máximo de 75.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

13. El proyecto consta de una propuesta, y su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN). La propuesta consta de preámbulo y 3 capítulos integrados por 13 artículos, 1 disposición transitoria, 2 finales y 1 anexo.
14. El **Capítulo I** se destina a determinar el objeto y ámbito de aplicación de la norma, que comprende al OS, como titular de la instalación CHIRA SORIA.
15. El **Capítulo II** define el método de cálculo de la retribución de la central y contiene los artículos 3 al 12.
 - El **artículo 3** establece que la retribución anual (R_n) —expresada en euros— se calculará como la suma de los siguientes componentes: una retribución por inversión (RI_n), una retribución por operación y mantenimiento fijo y variable ($ROMf_n$ y $ROMv_n$), un incentivo para la actividad de almacenamiento (I_n) y una retribución asociada a la fase de construcción (RC_n).
 - Los **artículos 4 a 7** establecen el método de cálculo de la anualidad de la retribución por inversión (RI_n) que se obtendrá como el sumatorio de la retribución por amortización anual de la inversión de la central (A_n) más la retribución financiera anual de la inversión de la central (RF_n).

La amortización anual (A_n) se obtiene a partir de las distintas partidas de la inversión reconocida —obra civil, equipos, otros (ingeniería, desarrollo), desaladora y gastos iniciales— teniendo en cuenta la vida útil regulatoria aplicable a cada partida —65 años para obra civil, 25 para equipos y desaladora, 20 para otros y 5 para gastos iniciales—. El **artículo 6** fija el valor provisional de la inversión en 409.479.176 euros —que será considerado como valor estándar—, desglosándolo por partidas.

En el cálculo de la inversión reconocida se descontarán de los valores de inversión reales aquellos impuestos indirectos cuya exención o devolución prevé la normativa fiscal, las instalaciones financiadas y cedidas por terceros, los conceptos que no sean susceptibles de amortización (terrenos) y las subvenciones públicas recibidas. Se reconocen aquellos gastos que suponen una inversión inicial necesaria para la puesta en marcha de la central destinados a la adquisición de los volúmenes de agua necesarios para su funcionamiento, entre otros.

La retribución financiera anual (RF_n) es el valor neto de la inversión en el año multiplicada por la tasa financiera de retribución, la cual se corresponderá

con la establecida para cada periodo regulatorio para la actividad de producción con régimen retributivo adicional (RRA) en los TNP, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre¹¹ (LSE) y en los artículos 21 y 28 del RD 738/2015. El Real Decreto-Ley 17/2019, de 22 de noviembre¹², en el apartado 2 de su artículo único, fijó una tasa de retribución financiera igual a 5,58% para las instalaciones con RRA de los sistemas eléctricos aislados de los TNP durante el segundo periodo regulatorio que, de acuerdo con lo anteriormente expuesto, aplicaría a CHIRA SORIA.

- El **artículo 8** establece la metodología de cálculo de la anualidad por operación y mantenimiento fijo (ROM_{fn}) como el producto de un valor unitario ($RUOM_{fn}$) fijado en 36.000 €/MW y la potencia de la instalación (200 MW), dando lugar a 7.200.000 euros anuales por este concepto. Este valor incluye los costes operativos de la instalación —costes de personal, de mantenimiento y conservación, de seguros, etc.—, así como los costes de la desalinizadora, a los que habría que añadir el ROM_{fn} de la línea de evacuación y posiciones blindadas que correspondan de acuerdo con lo dispuesto en la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre¹³.
- El **artículo 9** define la anualidad por operación y mantenimiento variable (ROM_{vn}) que se calculará como el producto de un valor unitario anual base ($VUOM^{base}$) —fijado en 235 €/h— y un valor medio de las horas reales de funcionamiento en fase de turbinación y en fase de bombeo, y un número de arranques¹⁴.

Este valor incluye además el importe equivalente al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica derivado de la aplicación de la ley

¹¹ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

¹² Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

¹³ Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento por elemento inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

¹⁴ La propuesta prevé que la DGPEM aprobará, mediante Resolución publicada en el «BOE» con periodicidad anual, el 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, así como el valor medio de su número de arranques. Para este último parámetro se establece un valor máximo, a efectos retributivos, de 1.460 arranques/año (1.464 en años bisiestos).

15/2012, de 27 de diciembre¹⁵, así como, en su caso, los cargos que se reconozcan en la normativa en vigor.

- El **artículo 10** regula el cálculo del incentivo a la actividad de almacenamiento (I_n), que dependerá de la energía renovable integrada en el despacho de generación en comparación con la energía que hubiera sido integrada sin CHIRA SORIA, y todo en relación con el cumplimiento de un objetivo de integración de energía renovable que será establecido por la DGPEM. Se establece un máximo del 10% de la retribución anual por operación y mantenimiento para este incentivo a la actividad de almacenamiento.
 - El **artículo 11** determina la retribución anual asociada a los costes de financiación o intereses intercalarios durante la fase de construcción (R_{Cn}), que será percibida durante cinco años desde la entrada en operación de la instalación.
 - El **artículo 12** recoge la revisión de los valores unitarios de la anualidad por operación y mantenimiento fijo y variable ($RUOM_{fn}$ y $VUOM^{base}$) para cada periodo regulatorio aplicables a la instalación.
16. El **Capítulo III** recoge únicamente el **artículo 13**, el cual establece el procedimiento de liquidación de esta instalación, que será análogo al establecido para las instalaciones con RRA en los TNP. Se especifica que la energía obtenida o aportada al despacho de producción de energía eléctrica se considerará en los despachos a precio cero; adicionalmente, se indica que aquellos ingresos percibidos por aprovechamiento de los embalses por terceros, o bien los costes que no se destinen a la gestión de los despachos de producción de energía eléctrica serán detraídos de la retribución de la instalación.
17. La **disposición transitoria única** establece determinados parámetros aplicables para el primer año de operación de la instalación, tales como el número de horas de funcionamiento (3.000 h) y el número de arranques (365) durante el primer año de la operación.
18. Las **disposiciones finales primera y segunda** establecen la aplicación de la propuesta, así como su fecha entrada en vigor, que se fija en el día siguiente al de su publicación en el BOE.
19. Finalmente, y en cuanto al **impacto económico**, la MAIN estima la retribución para el primer año de CHIRA SORIA en aproximadamente 72 M€, correspondiendo las cuantías más elevadas a los conceptos retributivos A_n (15

¹⁵ Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

M€), RF_n (23 M€) y RC_n (24 M€), todo ello teniendo en cuenta las hipótesis de horas de funcionamiento y arranques establecidos en la disposición transitoria primera, así como el máximo de retribución por incentivo a la actividad de almacenamiento. Adicionalmente, y con base en las previsiones de funcionamiento de la instalación, la MAIN estima que podrían producirse ahorros en costes variables superiores a los costes de la instalación, por lo que estima un impacto económico global neutro o positivo, dependiendo del funcionamiento de la instalación.

III. CONSIDERACIONES

Primero. Sobre el valor provisional de inversión

20. El artículo 6 de la propuesta fija el valor provisional de la inversión de CHIRA SORIA en 409.479.176 euros, el cual estaría compuesto por la suma de las siguientes partidas:
 - 164.993.889 euros correspondientes a la obra civil.
 - 163.865.769 euros asociados a los equipos principales (unidades de potencia, equipos eléctricos, etc.).
 - 44.569.153 euros correspondientes a los trabajos de ingeniería y desarrollo.
 - 22.249.482 euros correspondientes a la construcción de la EDAM.
 - 13.800.883 euros asociados al coste de llenado inicial de los embalses — mediante la EDAM— previos a la explotación de la instalación.
21. La MAIN indica que los antedichos valores han sido obtenidos fundamentalmente a partir de aquellos contemplados en la propuesta de retribución presentada por REE ante la DGPEM con fecha 14 de mayo 2021 (en adelante, propuesta Retribución REE) en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 74.4 del RD 738/2015. Esta propuesta establecía en [XXXX] M€ el importe total del presupuesto de ejecución del proyecto, esto es, [XXXX] M€ más que el valor provisional de la inversión establecido en la propuesta objeto de este informe. El operador especificó que dicho valor fue calculado tomando como referencia los precios de mercado de las materias primas de 2020.
22. Las divergencias entre el importe contenido en la propuesta (409 M€) y el fijado en la propuesta Retribución REE ([XXXX] M€) se deben fundamentalmente a las siguientes consideraciones, según la MAIN:
 - El valor de la partida correspondiente a la obra civil se ha tomado del presupuesto del proyecto de ejecución sobre el que se basó la Resolución AAP 14 de diciembre 2021.

- La partida asociada a la línea de 220 kV y la subestación de Santa Águeda se ha valorado a partir de los valores unitarios de inversión recogidos en la Orden/IET/2659/2015, de 11 de diciembre.
 - En lo que se refiere a los gastos asociados al llenado inicial de los embalses, se ha considerado un valor de 0,561 €/m³ como coste de producción, representativo de los costes de las desalinizadoras ubicadas en la Península. Adicionalmente, se ha estimado el pago de un canon estable al CIAGC, a partir de 2021 y hasta la puesta en servicio de la central.
23. De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se habría vinculado —aunque sea parcialmente¹⁶— el valor provisional de inversión establecido en la propuesta con aquel recogido en el proyecto de ejecución sobre el que se basa la Resolución AAP 14 diciembre de 2021.
24. Por otro lado, el artículo 5.2 de la propuesta establece que los valores provisionales por partidas serán considerados valores estándar a los efectos de calcular el valor de la inversión reconocida de la central —que se determinará a su vez de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 26 del RD 738/2015—, el cual será aprobado mediante resolución de la DGPEM, a solicitud del OS, tras la autorización de explotación del OS. Por ende, el valor estándar de inversión fijado en la propuesta para CHIRA SORIA ascendería a los referidos 409 M€.
25. En virtud del precitado artículo 26, el valor de la inversión reconocida será el valor de la inversión realizada debidamente auditada, más el 50% de la diferencia entre el valor estándar de la inversión y dicho valor auditado, estando el valor auditado y la señalada semidiferencia sujeta a unos límites¹⁷, de modo que el valor de inversión con derecho a retribución será:
- *Menor* que el valor auditado, cuando este sea *mayor* al valor estándar de inversión.
 - *Mayor* que el valor auditado, cuando este sea *menor* que el valor estándar de inversión.
26. Por tanto, la antedicha formulación determina la cuantía de la inversión reconocida aproximando el valor auditado a su valor estándar, considerando la mejor o peor eficiencia de costes obtenida finalmente en el proyecto.

¹⁶ Se ha vinculado la partida de obra civil, que es una de las más importantes del presupuesto.

¹⁷ Si el valor auditado fuese superior al estándar, éste estará limitado al 125% del valor estándar de inversión; por el contrario, si el valor auditado fuese inferior al estándar, éste podrá ser incrementado como máximo en un 12,5% del valor auditado.

27. Por otro lado, el artículo 74.4 del repetido RD 738/2015 —sobre el que se fundamenta jurídicamente la propuesta— señala que, «*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 [...]»*. Exceptúa el supuesto de que no se haya dictado autorización administrativa transcurrido un periodo superior a un año desde la aprobación de la orden de fijación de parámetros retributivos «*y se hubieran producido circunstancias o hechos que alterasen las condiciones bajo las cuales se dictó la citada orden»*, en cuyo caso «*el operador del sistema podrá solicitar la modificación de dichos parámetros»*. La antedicha excepción no aplicaría al proyecto CHIRA SORIA, puesto que ya dispone de Resolución AAP 14 de diciembre 2021. Esto conduciría a que la orden de fijación de parámetros retributivos *nunca* podría aprobar valores —de inversión y de operación y mantenimiento unitarios fijos y variables— superiores a los estimados en la propuesta remitida en su día por el OS; esto es, los [XXXX] M€, y ello con independencia de la posible variación experimentada en las condiciones que llevaron a su elaboración.
28. A este respecto, cabe indicar que, durante el proceso de consulta pública iniciado por esta CNMC sobre la propuesta, REE ha comunicado que el presupuesto estimado del proyecto Modificado II habría experimentado un incremento de unos [XXXX] M€ respecto al previsto en su propuesta de Retribución de 14 de mayo de 2021, superando los [XXXX] M€, frente a los [XXXX] M€ iniciales. Las partidas que soportarían una mayor subida son obra civil y equipos electromecánicos¹⁸, que supondrían [XXXX] M€ y [XXXX] M€, respectivamente. Se hace notar que el desvío alcanzaría la cifra de [XXXX] M€ si se compara con el valor provisional de inversión que plantea la propuesta objeto de este informe.
29. El siguiente gráfico recoge —de manera desagregada por partidas— la evolución del valor de inversión total del proyecto CHIRA-SORIA durante determinados hitos del procedimiento administrativo:

Cuadro 1. Inversión total CHIRA SORIA

[XXXX]Fuente: CNMC¹⁹

¹⁸ Las cuantías de las partidas obra civil y equipos electromecánicos habrían sido calculadas a partir de las ofertas recientemente recibidas de los contratistas en el proceso licitación de los respectivos contratos, las cuales contemplarían la situación de los precios de las materias primas en 2022 y su mejor previsión para 2023.

¹⁹ El valor de inversión sobre el que se fundamentó la Resolución DGPEM de 14 de diciembre de 2021 AAP ha sido desagregado por esta Comisión en base a la información obrante en este expediente.

30. REE justifica este desvío en la brusca subida de precios que han experimentado las materias primas —energéticas y no energéticas (acero corrugado, aluminio, cobre, etc.)— tras su propuesta de Retribución de 14 de mayo 2021 —y en particular, en los últimos tres meses— como consecuencia, primero, de la congestión en las cadenas de producción debida a la rápida recuperación económica tras la pandemia y, segundo, de la invasión de Ucrania por parte de Rusia; escalada de precios que ha coincidido en el tiempo con el lanzamiento de las licitaciones y adjudicaciones de los distintos contratos del proyecto.
31. A este respecto, se considera que el valor provisional de inversión que plantea la propuesta para CHIRA SORIA (409 M€) —estimado, entre otros, a partir del valor de inversión establecido en el proyecto de ejecución sobre el que se basa su Resolución AAP y el presentado por REE en su propuesta de Retribución— se adecuaría al criterio empleado por esta Comisión para la determinación de la retribución de este tipo de plantas singulares.
32. No obstante lo anterior, teniendo en cuenta la situación actual de mayores precios de las materias primas señalada por REE en el trámite de alegaciones, en el marco de un proyecto de esta envergadura y tan extensa vida útil, podría igualmente reconsiderarse la oportunidad de diferir la celebración de determinadas licitaciones a un momento de mayor estabilidad en los precios de los principales *inputs* para el desarrollo de la obra civil, todo ello con el objeto de permitir que el proyecto alcance una rentabilidad razonable, de acuerdo con la formulación presentada por el artículo 26 del propio RD 738/2015.
33. De otro lado, y a tenor de la situación descrita, en el que caso de que se optara por abordar la inversión de acuerdo con el presupuesto estimado en el escrito de REE, se aconseja actualizar el análisis coste-beneficio que presenta la MAIN, conforme a los nuevos valores que, en su caso, se propongan. A este respecto, debe tenerse presente que la MAIN admite las dificultades que presenta la evaluación del impacto económico del proyecto, y dice que «*se estima un impacto económico global neutro o positivo, en función del funcionamiento de la instalación.*», lo cual conduce a prevenir que, ante una desviación acusada del coste de la inversión total, dicho impacto pueda llegar a tornarse negativo.

Segundo. Sobre el valor provisional de inversión de la EDAM

34. Según las alegaciones de REE, la partida de inversión correspondiente a la construcción de la estación desalinizadora de agua de mar (EDAM) ascendería a [XXXX] M€ —importe que incluye el coste del terreno sobre el que se ubicará la misma— frente a los 22,25 M€ provisionales que establece la propuesta.
35. Si bien el apartado 3 del artículo 5 ('Retribución por amortización por inversión') de la propuesta especifica que para el cálculo de los valores de inversión reales se descontarán, entre otros, aquellos conceptos que no sean susceptibles de ser

amortizados —entre los que se encontrarían los terrenos—, la proximidad de los antedichos valores podría inducir a confusión con respecto a si contemplan o no el coste de inversión asociado al terreno; en consecuencia, se recomienda que la MAIN clarifique este aspecto.

Tercero. Sobre las consideraciones derivadas de la concesión hidráulica

A. Sobre la venta de agua a terceros y el precio fijado en la propuesta

36. El apartado 4 del artículo 13 ('Liquidaciones') de la propuesta contempla el aprovechamiento de los embalses por terceros, estableciendo un precio mínimo de venta del agua de 0,561 €/m³, valor igual al considerado como coste de producción asociado al llenado inicial de los embalses, e indica que los ingresos percibidos por dicho aprovechamiento serán deducidos de la retribución a percibir por la central de bombeo.
37. A este respecto, se entiende que la concesión administrativa de las aguas embalsadas y del vaso de la presa de Chira otorgada por el CIAGC a REE se limita exclusivamente a su aprovechamiento para fines hidroeléctricos. Se aconseja en tal caso, por claridad, eliminar la previsión de venta de agua a terceros, así como la referencia de precio mínimo fijada.

B. Sobre el canon fijo de explotación

38. La MAIN señala que la partida de gastos iniciales —asociada al llenado inicial de la presa e incluida como parte del valor de la inversión provisional— contempla el pago de un canon fijo por el uso de las presas de Chira y Soria al CIAGC a partir del año 2021 y hasta la puesta en servicio de la central. Por su parte, los artículos 8 y 9 de la propuesta parecen no contemplar el pago de dicho canon en el cálculo de la anualidad por retribución de O&M fijo²⁰ y variable²¹, esto es, cuando la planta ya esté en explotación.
39. Se considera adecuado que se reconozca un canon anual fijo de explotación por el aprovechamiento hidroeléctrico, el cual debería estar en consonancia con los

²⁰ La anualidad de la retribución por O&M fijo retribuirá los siguientes costes operativos: costes de personal, costes mantenimiento y conservación, costes de seguro y costes de la desalinizadora, así como los costes de O&M fijos de la línea de evacuación y posiciones blindadas que formen parte de la línea de evacuación.

²¹ La anualidad de la retribución por O&M variable se calculará a partir de un valor unitario anual base de O&M y de las horas reales de funcionamiento —en fase de turbinación y en fase de bombeo— de la instalación. Además, incluirá el importe equivalente al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, así como, en su caso, los casos que se reconozcan en la normativa en vigor.

comúnmente aplicados en las centrales de características similares en el sistema eléctrico español.

IV. CONCLUSIONES

40. La propuesta contempla un valor provisional de la inversión de 409 M€, importe considerado a su vez estándar a los efectos de calcular el valor de la inversión reconocida. Esa estimación es consistente con el criterio empleado por esta Comisión para la determinación de la retribución de instalaciones de carácter singular. No obstante lo anterior, teniendo en cuenta la situación actual de mayores precios de las materias primas, en el marco de un proyecto de esta envergadura y tan extensa vida útil, podría igualmente reconsiderarse la oportunidad de diferir la celebración de determinadas licitaciones a un momento de mayor estabilidad en los precios de los principales *inputs* para el desarrollo de la obra civil, todo ello con el objeto de permitir que el proyecto alcance una rentabilidad razonable, de acuerdo con la formulación presentada por el artículo 26 del propio RD 738/2015.
41. En el caso de que se optara por abordar la inversión de acuerdo con el presupuesto estimado en el escrito de REE, se aconseja actualizar el análisis coste-beneficio que presenta la MAIN, conforme a los nuevos valores que, en su caso, se propongan.
42. En relación con la concesión hidráulica, la propuesta contempla el aprovechamiento de los embalses por terceros, estableciendo un precio mínimo de venta del agua, así como indica que los ingresos percibidos por dicho aprovechamiento serán deducidos de la retribución a percibir por la central de bombeo. A este respecto, se aconseja, por claridad, eliminar tal previsión, así como referencia de precio mínimo fijada. Por otro lado, la propuesta contempla el pago de un canon fijo por el uso de las presas de Chira y Soria al CIAGC hasta la puesta en servicio de la central, no así cuando la planta se encuentre en explotación. Se sugiere reconocer un canon anual fijo de explotación por el aprovechamiento hidroeléctrico, el cual debería estar en consonancia con los comúnmente aplicados en las centrales de características similares en el sistema eléctrico español.

ANEXO: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

- ENDESA
- REE, en su calidad de Operador del Sistema

Asimismo, la Dirección General del Consumo del Ministerio de Consumo y del Consejo de Consumidores y Usuarios (representado por HispaCoop) han remitido informe de 'no alegaciones'.

En anexo se incluyen los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad.

[CONFIDENCIAL]