

# **MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE MODIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA RESOLUCIÓN POR LA QUE SE OTORGA EL CARÁCTER SINGULAR DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE ESPAÑA Y FRANCIA POR EL GOLFO DE VIZCAYA Y SE INCLUYE EN EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO DE INVERSIONES SINGULARES CON CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ESPECIALES**

Nº Expediente: RAP/DE/029/22

## **CONTENIDO**

<b>1. OBJETO.....</b>	<b>3</b>
<b>2. ANTECEDENTES .....</b>	<b>3</b>
<b>3. NORMATIVA APLICABLE .....</b>	<b>9</b>
<b>4. RELEVANCIA Y DIMENSIÓN TRANSFRONTERIZA DE LA INFRAESTRUCTURA.....</b>	<b>11</b>
<b>5. RESOLUCIÓN DE 24 DE MAYO DE 2019 DE OTORGAMIENTO DE LA SINGULARIDAD. ....</b>	<b>13</b>
<b>6. TRÁMITE DE AUDIENCIA.....</b>	<b>15</b>
<b>6.1. Sobre el reconocimiento del presupuesto estimado total de coste de inversión previsto en la Declaración Conjunta de RTE y REE .....</b>	<b>15</b>
<b>6.2. Sobre la consideración del valor de inversión previsto en la planificación como referencia para fijar el valor máximo de inversión con derecho a retribución a cargo de peajes .....</b>	<b>20</b>
<b>6.3. Revisión de los costes de operación y mantenimiento.....</b>	<b>22</b>
<b>6.4. Sobre los criterios empleados en la aplicación de la metodología de la Circular 5/2019.....</b>	<b>23</b>
6.4.1. En lo que se refiere al reconocimiento retributivo establecido en la Circular 5/2019.....	23
6.4.2. En lo que se refiere al límite del 25% a las desviaciones de costes .....	24
6.4.3. En lo que se refiere al valor de las subvenciones ya concedidas consideradas en la resolución .....	25
6.4.4. En lo que se refiere al reconocimiento del parámetro de “Vida útil” de las estaciones convertoras a 25 años.....	25
6.4.5. En lo que se refiere al reconocimiento de los Cánones anuales ocupación del “Dominio Público Marítimo Terrestre (DPMT)” del proyecto.....	27

<b>6.5. Consideración sobre el empleo de las rentas de congestión para cubrir las contingencias .....</b>	<b>27</b>
<b>6.6. Consideraciones sobre la necesidad de obtener una rentabilidad razonable para un proyecto planificado.....</b>	<b>28</b>
<b>6.7. Retribución de Obra en Curso .....</b>	<b>28</b>
<b>7. MODIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA RESOLUCIÓN DE 24 DE MAYO DE 2019 DE OTORGAMIENTO DE LA SINGULARIDAD .....</b>	<b>29</b>
<b>7.1. Modificación del alcance del proyecto.....</b>	<b>29</b>
<b>7.2. Evolución de los costes del proyecto .....</b>	<b>33</b>
7.2.1. Cuantificación y justificación del incremento del coste del proyecto. ....	33
7.2.2. Análisis de riesgos de desvíos de coste.....	39
7.2.3. Cuantificación y justificación del incremento de OPEX del proyecto.....	41
<b>8. CÁLCULO DEL REPARTO DE COSTES SEGÚN EL NUEVO PRESUPUESTO DEL PROYECTO y la decisión conjunta de los reguladores de febrero de 2023 .....</b>	<b>43</b>
<b>9. CONSIDERACIONES SOBRE LA MODIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA RESOLUCIÓN DE SINGULARIDAD.....</b>	<b>44</b>
9.1. Sobre la consideración del Proyecto de la Interconexión entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya como un proyecto planificado.....	44
9.2. Sobre el nuevo valor estimado de inversión para el proyecto de la Interconexión.....	46
9.3. Sobre el nuevo valor estimado para la Operación y mantenimiento base de la Interconexión.....	50
9.4. Sobre la modificación de la vida útil de la instalación singular. ....	51

## 1. OBJETO

La propuesta de Resolución a la que acompaña esta memoria justificativa tiene por objeto la modificación de los parámetros de la Resolución de Singularidad de la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya, y su inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

En esta memoria se detalla el análisis y la determinación de la modificación de estos parámetros, sobre la base de la solicitud realizada por Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE).

## 2. ANTECEDENTES

**Primero.** La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece en su artículo 7.1.g) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) establecer mediante circular la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte de energía eléctrica conforme las orientaciones de política energética.

**Segundo.** Con fecha 5 de diciembre de 2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 5/2019, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, de acuerdo con lo establecido en el citado artículo 7.1.g de la Ley 3/2013, de 4 de junio (B.O.E. de 19 de diciembre de 2019).

La citada Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, dispone en su artículo 9 la regulación aplicable al régimen retributivo de las instalaciones singulares. En este sentido establece que las instalaciones de transporte que podrán ostentar el carácter singular serán aquellas que tengan *«condiciones de diseño, configuración, operativas o técnicas que difieran de los estándares considerados en los valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento recogidos en la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que se apruebe a tal efecto»*, identificando de forma expresa el carácter singular de *«los tendidos submarinos, los tendidos desarrollados en corriente continua y las estaciones convertoras de corriente alterna a corriente continua, así como los despachos de maniobra y telecontrol de la red de transporte»*.

De igual forma, dicho artículo 9 expone que el carácter singular de una inversión se determinará por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previa justificación por parte de la empresa transportista quien deberá detallar y exponer de forma justificada *«todas aquellas razones de gestión técnica del sistema, motivos técnicos, de seguridad y calidad industrial, así como la sostenibilidad económica y financiera de la misma»* que la hagan merecedora de dicho carácter singular. De igual forma expone la necesidad de que la empresa transportista aporte *«una estimación del valor de inversión y de los costes de operación y mantenimiento para la infraestructura en cuestión, así como de las ayudas previstas en el momento de la solicitud y del volumen de la inversión que se prevé que sea financiado por terceros.»*

Finalmente establece que *«con carácter general, la vida útil regulatoria de las instalaciones singulares tomará un valor de 40 años, salvo que en la resolución por la que se reconoce a una instalación su carácter singular se disponga otro valor»*. Asimismo, establece las condiciones que podrían motivar la revisión de una resolución de singularidad y el procedimiento para hacerlo.

En lo que se refiere al valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema a reconocer a las inversiones que sean clasificadas como singulares, el apartado 9 del referido artículo 9 establece que deberá seguirse el mismo procedimiento que el que se aplica a las instalaciones no singulares definido en el artículo 7 de la citada Circular 5/2019, pero considerando el valor de inversión de la resolución de singularidad en lugar del parámetro  $V_{I, \text{valores unitarios}}^{n-2,p}$ , y determina que el valor máximo de inversión retribuable con cargo al sistema no podrá superar, en 1,25 veces, la cantidad del valor de inversión fijado en la citada resolución de singularidad, multiplicado por el factor de retardo retributivo de la inversión de la citada instalación, calculado con la tasa de retribución financiera establecida en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la CNMC.

Por otro lado, en lo que respecta a la retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones singulares, el apartado 10 del mencionado artículo 9, establece que se fijará en la citada Resolución de la CNMC que otorgará el carácter singular calculándose conforme a la expresión definida en dicho apartado 10, sin considerar ningún tipo de coste financiero asociado al retardo que se produce en el cobro de esta. También fija un límite para la cuantía del valor máximo de retribución por operación y mantenimiento para la instalación singular que no podrá exceder más de un 25% adicional a la cantidad del valor de retribución de operación y mantenimiento que otorgue para dicha instalación la citada resolución de carácter singular.

**Tercero.** Con fecha 24 de mayo de 2019, la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante DGPEM) dictó la *“Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorga el carácter de singular de la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya y se incluye en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales a los efectos previstos en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre”*.

Dicha resolución otorgó el carácter de singular al conjunto de inversiones necesarias para la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya, al tiempo que incluyó dichas inversiones en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales, y que supone el hito previo necesario a la autorización administrativa de las actuaciones en el comprendidas.

Los valores económicos contemplados en la Resolución derivaban de la decisión conjunta de la CNMC y la CRE<sup>1</sup> de 22 de septiembre de 2017, sobre la distribución de los costes de inversión de la interconexión eléctrica España-Francia a través del Golfo de Vizcaya, adoptada al amparo de los establecido en el Reglamento (UE) 347/2013, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, que regula las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, recogiendo los corredores y áreas prioritarias en materia de infraestructuras energéticas.

Asimismo, la citada Resolución contemplaba la cofinanciación del programa “Conectar Europa” (Connecting Europe Facility -CEF) de la Comisión Europea, a través de la concesión de ayuda financiera comunitaria a los Proyectos de Interés Común (PIC) en el ámbito de las redes transeuropeas de energía. En concreto, la Comisión Europea emitió la “COMMISSION IMPLEMENTING DECISION of 9.2.2018 on the selection and award of grants for actions contributing to projects of common interest under the Connecting Europe Facility in the field of trans-European energy infrastructure(C(2018) 655 final)”, donde otorgó al proyecto “Works for Biscay Gulf electricity France-Spain interconnection” (Reference: 2.7-0013-FRES-W-M-17) una ayuda financiera de 578.487.000 €, dentro de la convocatoria CEF-2017. Adicionalmente el proyecto se ha beneficiado de 10.067.328 € de las convocatorias TEN-2013, CEF-2014 y CEF-2016.

**Cuarto.** Durante el año 2020 se actualizaron los costes del proyecto debido a importantes cambios técnicos, siendo la principal modificación la eliminación del cruce submarino del cañón de Capbreton. El presupuesto actualizado ascendía a 1.950 M€ y las nuevas unidades físicas se incorporaron

---

<sup>1</sup> Commission de Régulation de l’Energie, Autoridad reguladora nacional francesa.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya a la ficha del proyecto dentro del TYNDP 2020 de ENTSO-E, sobre el que ACER emitió opinión el 3 de mayo de 2021<sup>2</sup>.

Con fecha 19 de abril de 2022, se publicó en el BOE la «Resolución de 8 de abril de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de marzo de 2022, por el que se aprueba la planificación de la red de transporte de energía eléctrica Horizonte 2026».

Dicho documento de planificación vigente recoge el proyecto identificado como “INT\_ESP-FRA\_1: Interconexiones internacionales España-Francia por el Golfo de Vizcaya”, con un CAPEX previsto de 934,3M€<sup>3</sup>, un OPEX previsto de 9,14 M€, así como un desglose de unidades físicas que engloba: 3 posiciones 400 kV, tipo convencional, 50 kA, todas las configuraciones, 1 km de línea aérea 400 kV (triplex) Doble Circuito de y 390<sup>4</sup> km Cable submarino. Dicha instalación se encuentra incluida en el Anexo I del referido Plan de desarrollo y, conforme a lo que establece el art 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se considera vinculante en lo que se refiere a las características técnicas de la misma.

**Quinto.** Con fecha 7 de julio de 2022, REE remitió a la CNMC una nota acordada entre RTE y REE donde se indicaba que la estimación del coste del proyecto aumentaba significativamente desde los 1.950 M€ a alrededor de 2.500 M€ más 200 M€ adicionales de contingencias.

**Sexto.** Con fecha 30 de septiembre de 2022 se ha recibido en la CNMC escrito de REE, como gestor de la red de transporte de electricidad, por el que solicita una modificación de los parámetros de la citada resolución de singularidad de la interconexión eléctrica con Francia por el Golfo de Vizcaya dictada por la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 24 de mayo de 2019 y el reconocimiento de la ampliación de los costes para el despliegue de la citada interconexión eléctrica.

Dicho escrito expone que el reconocimiento retributivo solicitado por REE es debido a un cambio importante del trazado de dicha interconexión, así como por el contexto de saturación de los mercados de producción de materiales constructivos que se ve agravado por la escasa oferta de empresas con capacidad técnica y tecnológica suficiente para proveer los activos constructivos necesarios y los servicios requeridos para la construcción y puesta en funcionamiento de estos.

---

<sup>2</sup> [Opinion No 03/2021 on the methodological aspects. Opinion No 04/2021 on the electricity projects in the draft TYNDP 2020](#)

<sup>3</sup> Correspondientes a la inversión que ha de ser soportada por el sistema eléctrico español.

<sup>4</sup> Longitud prevista para la totalidad del enlace submarino.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

Al respecto, REE expone que el presupuesto estimado para el proyecto se ha visto incrementado, de forma ha pasado de 1.750 M€ ( $\pm$  200 M€)<sup>5</sup> a 2.700 M€ (con una provisión de riesgos de 180 M€)<sup>6</sup>.

De igual forma, durante el proceso de análisis y evaluación de la información remitida en el mentado escrito de 30 de septiembre de 2022, se ha requerido a REE una serie de aclaraciones adicionales sobre las cuestiones técnicas y operativas del proyecto. En concreto se ha pedido la gestión individualizada de los subproyectos en que se ha dividido el proyecto general, con un alcance pormenorizado de dichos subproyectos, así como las partidas económicas desglosadas con mayor detalle. También se ha requerido un mayor abundamiento justificativo sobre el apartado de “Contingencias”, “Riesgos e incertidumbres”, “Otros costes” y “Despachos de maniobra”. Por último, se han solicitado aclaraciones sobre el tratamiento diferenciado de algunas partidas de OPEX señaladas en el referido escrito y un análisis comparativo diferencial entre dichos tratamientos. Todas las aclaraciones han sido proporcionadas por REE y constituyen la base fundada y complementaria del análisis realizado sobre la solicitud de modificación de los parámetros técnicos de la interconexión.

**Séptimo.** Mediante escrito de 1 de febrero de 2023, se ha recibido declaración conjunta de RTE y REE señalando que el presupuesto estimado para el proyecto se ha visto incrementado, pasando de 1.750 M€ ( $\pm$  200 M€) – presupuesto que sirvió de base al acuerdo de reparto de la financiación de 2017 - a 2.850 M€ (con una provisión de riesgos adicional de 250 M€).

El incremento de presupuesto es debido, de acuerdo con REE, al contexto de saturación de los mercados de producción de materiales constructivos que adicionalmente se ve agravado por la escasa oferta de empresas con capacidad técnica y tecnológica suficiente para proveer los activos constructivos necesarios y los servicios requeridos para la construcción y puesta en funcionamiento de estos, así como también a un cambio importante del trazado de dicha interconexión.

**Octavo.** Los reguladores nacionales, CNMC y CRE han adoptado la decisión conjunta de fecha 2 de marzo de 2023 que modifica la decisión

---

<sup>5</sup> Establecido en el CBCA y la Resolución de singularidad de 2019.

<sup>6</sup> Supone un incremento del 38% respecto a los 1.950 M€ que se habían contemplado tanto en el TYNDP 2020 como en el documento de planificación vigente 2021-2026. Incluye asimismo una previsión del coste de inversión que debe asumir REE, calculado a partir del reparto de sobrecostes fijado en la «*Decisión Conjunta de 22 de septiembre de 2017*» y que cifra en 1.556,3 M€ al que habría que descontar las subvenciones recibidas (238,5 M€) sin considerar el factor de retardo retributivo (FRRI) (art .7.2. de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre de la CNMC).

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

conjunta sobre asignación transfronteriza de costes adoptada en 2017 con el fin de modificar la referencia de costes del proyecto adaptándolo al contexto actual.

Las modificaciones acordadas entre ambos reguladores son:

- Actualización del coste inicial del proyecto previsto en la Decisión Conjunta de 2017 a 2.390 M€ y tal importe se divide al 50% entre los dos transportistas.
- Los sobrecostes previstos por encima de 2.390 M€ y hasta 2.700 M€ serán soportados en un 62,5 % por REE y en un 37,5% por RTE.
- Cualquier sobrecoste previsto sobre 2.700 M€ será soportado al 50% por cada transportista.
- Eliminación de la previsión relativa a la contribución neta de REE hasta 875 M€.
- Reparto de las rentas de congestión al 50% entre REE y RTE.
- Previsión adicional para que, en el caso de que la Unión Europea asigne de forma directa ayudas adicionales al proyecto, estas se asignen en primer lugar a REE hasta compensar el reparto de la ayuda anterior prevista en la Decisión Conjunta de 2017.

El resto de los aspectos establecidos dentro de la citada decisión conjunta de 22 de septiembre de 2017 se mantienen inalterados.

**Noveno.** Con fecha 17 de marzo de 2023, la propuesta de Resolución en la que se modifican los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya, fue sometida a trámite de audiencia para el gestor de la red de transporte.

**Décimo.** Con fecha 30 de marzo de 2023 tuvo entrada en el registro de la CNMC "*Alegaciones a la propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establece el carácter singular de la interconexión eléctrica España-Francia*" escrito de REE de la misma fecha, donde se recoge la valoración del gestor de red sobre la propuesta de resolución y se incluyen las justificaciones necesarias para exponer sus consideraciones.

Con fecha 17 de abril de 2023, tuvo entrada en el registro de la CNMC información adicional sobre los costes de inversión del proyecto complementaria a la aportada por REE el 30 de marzo, atendiendo a la solicitud de la CNMC.

Visto el escrito de alegaciones y la documentación aportada actualizada de la solicitud de modificación de parámetros técnicos efectuada, se procede a

desarrollar esta Memoria justificativa de la Resolución sobre la modificación de los parámetros de la citada resolución de singularidad de la interconexión eléctrica con Francia por el Golfo de Vizcaya dictada por la DGPEM, de fecha 24 de mayo de 2019 y el reconocimiento de la ampliación de los costes para el despliegue de la citada interconexión eléctrica, cuyas conclusiones se trasladan a la citada Resolución.

### 3. NORMATIVA APLICABLE

**Primero.** Mediante Resolución de fecha 24 de mayo de 2019 de la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía, se otorgó el carácter singular de la instalación de transporte de energía eléctrica denominada interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya.

Posteriormente, el artículo 9.5 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre de la CNMC, estableció que *“El carácter singular de una inversión se determinará por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.”*

De esta forma, la solicitud de 30 de septiembre de 2022 formulada por REE para la modificación de determinados parámetros de la referida Resolución de singularidad inicia un nuevo procedimiento administrativo, conforme a lo dispuesto en el apartado 8 del artículo 9 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre de la CNMC, que establece que *“Cuando hubiera transcurrido un periodo superior a un año desde que se otorgó el carácter singular a la instalación, y se hubieran producido circunstancias o hechos que alterasen las condiciones bajo las cuales se dictó la resolución de singularidad, la empresa transportista podrá solicitar la modificación de los parámetros de dicha resolución, siempre que no se hubiera dictado aún autorización administrativa de la instalación”*. Por ello, es competencia de la CNMC la determinación mediante resolución, si fuera procedente, de la modificación de dichos parámetros de la citada Resolución de singularidad de 24 de mayo de 2019.

De igual forma, en el marco de las competencias retributivas de la CNMC que le otorga la Ley 3/2013, de 4 de junio, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, la retribución de los activos que se ejecuten para la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya estará condicionada a que dichos activos sean coherentes, técnica y económicamente con lo fijado en la Planificación 2021-2026. Asimismo, los criterios de retribución de dichas actuaciones, una vez se pongan en explotación, serán los establecidos tanto en la referida Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC como en la Circular informativa 4/2021, de 5 de mayo.

Por otro lado, en el marco de las competencias establecidas para las autoridades reguladoras nacionales tanto en el Reglamento (UE) nº 347/2013

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

como el Reglamento (UE) 2022/869, se establece la obligatoriedad de comunicación por parte del Gestor de la Red de Transporte de los hitos de avance y de las actualizaciones de los costes asociados al proyecto.

**Segundo.** El artículo 9 de la Circular 5/2019 establece que, para la determinación del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de aquellas inversiones que sean clasificadas como singulares, será calculado conforme a la siguiente expresión:

$$VI^j = \left( \left( VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2} \cdot (VI_{n-2}^{j,solicitud\ de\ singularidad} - VI_{n-2}^{j,real}) \right) \cdot \delta_j - AY^j \right) \cdot FRRRI_{n-2}^j;$$

*“En la expresión anterior se incluirán los valores definitivos de las ayudas recibidas, así como el porcentaje de la instalación que haya sido financiado por terceros.*

*AY<sup>j</sup> es el valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido. En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar con respecto a las empresas transportistas podrá ser superior a 10 millones de euros.*

*El valor de inversión con derecho a retribución por parte del sistema, en ningún caso podrá superar el 25 por ciento del valor de inversión calculado utilizando la información presentada por la empresa transportista en la mencionada solicitud de singularidad. Estos valores máximos así como la vida útil regulatoria de la instalación deberán constar en la resolución de la Comisión a que se hace referencia en el apartado 5.”*

**Tercero.** En cuanto a la financiación de los proyectos de interconexión, el artículo 19 del Reglamento (UE) 2019/943, en su apartado 2, establece los usos prioritarios a dar a los ingresos procedentes de las rentas de congestión:

*“2. Los objetivos siguientes tendrán prioridad con respecto a la asignación de los ingresos derivados de la asignación de capacidad interzonal: a) garantizar la disponibilidad real de la capacidad asignada, incluida la compensación por firmeza; o b) mantener o aumentar la capacidad interzonal a través de la optimización del uso de los interconectores existentes mediante medidas correctoras coordinadas, en su caso; o cubrir los costes derivados de las inversiones en la red pertinentes para reducir la congestión de los interconectores.”*

El apartado 3 del mismo artículo 19 establece que, una vez cubiertos uno de los objetivos prioritarios, se podrá emplear el remanente de ingresos

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

procedentes de las rentas de congestión para la reducción de tarifas de acceso a las redes.

*“3. En el caso de que se hayan cumplido adecuadamente los objetivos prioritarios establecidos en el apartado 2, los ingresos podrán emplearse como ingresos que habrán de tener en cuenta las autoridades reguladoras nacionales a la hora de aprobar la metodología para cálculo de las tarifas de acceso a las redes o para fijar esas tarifas, o para ambos. Los ingresos restantes se depositarán en una cuenta interna separada hasta el momento en que puedan invertirse con los fines especificados en el apartado 2.”*

**Cuarto.** En cuanto a la sostenibilidad económica de las infraestructuras previstas en la planificación eléctrica, el artículo 4 de la Ley 24/2013 establece que:

*“La planificación eléctrica tendrá por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía a largo plazo, así como definir las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, todo ello bajo los principios de transparencia y de mínimo coste para el conjunto del sistema (...)*

3. Dicha Planificación incluirá los siguientes aspectos:(...)

c) Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y distribución de acuerdo con la previsión de la demanda de energía eléctrica, que resulten óptimas conforme al análisis de coste y beneficio de las distintas opciones o niveles de adecuación del sistema para atender dicha demanda garantizando la seguridad de suministro. (...)

La planificación de la red de transporte de energía eléctrica, incluyendo las eventuales revisiones que pudieran realizarse, se llevará a cabo sujetándose al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico previsto en el artículo 14 y, en todo caso, teniendo en cuenta los límites de inversión anual que se establezcan reglamentariamente. (...)

## 4. RELEVANCIA Y DIMENSIÓN TRANSFRONTERIZA DE LA INFRAESTRUCTURA

La Interconexión eléctrica España-Francia por el Golfo de Vizcaya, consiste en la creación de una Interconexión eléctrica submarina y subterránea por el Golfo de Vizcaya, entre la red eléctrica francesa, a partir de una de las subestaciones de esta, situada al norte de la ciudad de Burdeos y la red eléctrica española, a través de la Subestación de Gatica ubicada en Vizcaya.

Esta infraestructura tiene carácter prioritario y será la primera interconexión submarina entre España y Francia y aumentará la capacidad de intercambio desde 2.800 hasta 5.000 MW, permitirá una mayor integración de energía renovable y disminuirá el nivel de aislamiento de la Península Ibérica frente al resto del Sistema Eléctrico europeo. De igual forma, incrementará la seguridad, estabilidad y calidad del suministro eléctrico entre los dos países, así como con el resto de Europa. En este sentido, este proyecto facilitará la consecución de los objetivos de energía renovable, de eficiencia y de reducción de emisiones de CO2 así como una mayor integración del mercado de la energía.

A este respecto, la Declaración de Madrid firmada el 4 de marzo de 2015 por los presidentes de Francia, España y Portugal, destacaba la importancia del incremento de capacidad en la frontera entre España y Francia, subrayando la importancia fundamental de lograr un mercado interior de la energía plenamente operativo e interconectado para el que el desarrollo de infraestructuras energéticas es *"realmente imperativa para los Estados miembros que aún no han alcanzado un nivel mínimo de integración en el mercado interior de la energía como Portugal y España"*. En el momento actual el nivel de intercambio transfronterizo entre España y Francia sólo es del 2.8% sobre el total de la potencia instalada, un valor insuficiente para cumplir con el objetivo de mínimo nivel de integración del 10% establecido para 2020 por el Consejo Europeo de octubre de 2014<sup>7</sup> y que dificulta que se alcance el objetivo del 15% establecido para el año 2030 en el Reglamento (UE) 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. Por todo lo

---

<sup>7</sup> Comunicación de la Comisión relativa al logro del Objetivo de Interconexión del 10% - Ajuste de la red eléctrica europea para 2020- [COM \(2015\)82 de 25.02.2015](#).

<sup>8</sup> Proyecto de Interés Común (Project of common interest, PCI) que conforme a la definición del art. 2. Párrafo (5) del Reglamento (UE) 2022/869, se corresponde con «*un proyecto necesario para desarrollar los corredores y áreas prioritarios de infraestructura energética que figuran en el anexo I y que esté comprendido en la lista de la Unión*».

<sup>9</sup> Conforme a lo establecido en el derogado artículo 3.4 del Reglamento (UE) 2022/869 y en el artículo 3.4. del Reglamento (UE) 2022/869 cada dos años la Comisión, mediante acto delegado, establece la lista de Proyectos de Interés Común sobre la base de las listas regionales adoptadas por los órganos decisorios. Al amparo del Reglamento (UE) 2013/347 se han adoptado las siguientes listas en las que figura el Proyecto de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya:

- [First PCI list: Regulation \(EU\)1391/2013 of 13 October 2013](#)
- [Second PCI list: Regulation \(EU\) 2016/89 18 November 2015](#)
- [Third PCI list: Regulation \(EU\) 2018/540 of 23 November 2017](#)
- [Fourth PCI list: Regulation \(EU\) 2020/389 of 31 October 2019](#)
- [Fifth PCI list: Regulation \(EU\) 2022/564 of 19 November 2021 - Annex - Technical information](#)

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

anterior, dicha infraestructura resulta imprescindible para poder alcanzar los objetivos fijados para el intercambio transfronterizo de energía eléctrica.

Por otro lado, debido a su carácter estratégico, este proyecto ostenta la consideración de Proyecto de Interés Común (PIC)<sup>8</sup>, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) N° 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, recientemente derogado por el Reglamento (UE) 2022/869, estando expresamente recogido en todos los listados de Proyectos de Interés Común desde el año 2013<sup>9</sup> (el más reciente, Reglamento (UE) 2022/564 de 19 de noviembre 2021).

Adicionalmente, tal y como se ha indicado en el apartado 2, el proyecto cuenta con financiación de fondos de la Unión Europea.

Finalmente, cabe señalar que considerando los resultados de la última planificación europea (Plan Decenal de Desarrollo de la Red – TYNDP 2020) desarrollada por el TSO europeo, ENTSO-E, se prevé que el proyecto suponga un beneficio socioeconómico de 221 M€/año, una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de 1,27 millones de toneladas al año, una integración adicional de renovables de 7.431.000 MWh/año, y una reducción de la energía no servida de 7.470 MWh/año (escenario NT2030).

## **5. RESOLUCIÓN DE 24 DE MAYO DE 2019 DE OTORGAMIENTO DE LA SINGULARIDAD.**

Con fecha 18 de junio de 2018, REE, al amparo del artículo 19 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, solicitó a la DGPEyM el reconocimiento del carácter singular de la Interconexión eléctrica España-Francia por el Golfo de Vizcaya, y su inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales.

Con fecha de 9 de abril de 2019, la Sala de supervisión regulatoria de la CNMC adoptó el “Acuerdo por el que se emite informe a petición de la DGPEyM sobre la petición de REE de reconocimiento del carácter singular de la interconexión eléctrica España-Francia por el Golfo de Vizcaya (Línea HVDC Gatica-Cubnezais) y su inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales”, dentro del expediente INF/DE/175/18.

Con fecha 24 de mayo de 2019, la DGPEyM aprobó la Resolución por la que se otorga el carácter de singular a la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya y se incluye en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales a los efectos previstos en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

Dicha resolución fijó los siguientes parámetros para el proyecto de la Interconexión:

- El valor de inversión a considerar en el parámetro del valor de inversión calculado en sustitución del obtenido si se hubieran utilizado los valores unitarios de referencia, será la cantidad de 669.361.700 €, sin que se consideren costes financieros directamente asociados al proyecto adicionales.
- Dicha cuantía de 669.361.700 € se toma como referencia de cara a establecer el valor máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema del conjunto de inversiones realizadas y que la Resolución fija en el resultado de multiplicar 836.702.125 € (1,25 veces la cantidad 669.361.700 € y con el descuento del 90% de las ayudas otorgadas) por el factor de retardo calculado con la tasa de retribución financiera que, de acuerdo con el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Vida útil regulatoria de 40 años para el conjunto de inversiones necesarias para la interconexión, ya que la singularidad, conforme a la solicitud realizada, se establece sobre la totalidad del proyecto y no sobre sus actuaciones individuales.
- El importe de operación y mantenimiento base se fija en un importe de 9.080.000 € e incluye los impuestos y tasas de ocupación marítimas y, si bien su importe sólo se conocerá en el momento de retribuirse, se incluye el importe reflejado en la solicitud de REE (5 M€/año).
- El valor máximo de retribución por operación y mantenimiento para el conjunto de las inversiones necesarias para la interconexión se fija en 11.350.000 € (1,25 veces la cantidad 9.080.000 €).

Los importes económicos reconocidos en la citada Resolución de singularidad son coincidentes con los establecidos en la decisión conjunta de distribución transfronteriza de costes (CBCA) de fecha 22 de septiembre de 2017, aprobada por los reguladores nacionales español y francés. Dicha decisión conjunta asignaba un coste de inversión de 875 M€ a los que se descontarían 228,5 M€ de la subvención CEF-2017 y un coste de operación y mantenimiento previsto de 10,2 M€/año, de los cuales correspondían a REE 4,08 M€/año.

Es preciso señalar que el alcance del proyecto de la Interconexión se encontraba recogido en el documento de *“Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020”*, aprobada por el Consejo de Ministros el 16 de octubre de 2015, vigente en el momento en que se dictó la referida Resolución. La citada actuación formaba parte del *“Anexo II: Actuaciones posteriores a 2020”* como **“ACTUACIÓN TI-2: Nueva**

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

**interconexión España-Francia por Bahía Vizcaya”** siendo su descripción la siguiente:

- *Estación Conversora HVDC:*
  - *Doble Circuito Gatica-Estación conversora HVDC.*
  - *Estación Conversora HVDC con tecnología Voltage Source Converter (VSC) y configuración en dos bipolos de 1000 MW (2x1000 MW), asumiendo una pérdida máxima de 1000 MW.*
- *Enlace de interconexión:*
  - *4 cables submarinos (2 por bipo) : traza de 400 km en total*

Así mismo, dentro del apartado de **valoración económica** de la actuación, se refleja un coste total estimado para el proyecto de interconexión (no solo parte española) de 1.600 M€ - 1.900 M€.

## 6. TRÁMITE DE AUDIENCIA

REE ha formulado unas extensas y detalladas alegaciones sobre las que solicita la revisión de la propuesta de resolución sometida a trámite de audiencia.

A continuación, se recogen las principales alegaciones formuladas por REE.

### 6.1. Sobre el reconocimiento del presupuesto estimado total de coste de inversión previsto en la Declaración Conjunta de RTE y REE

REE expone en sus alegaciones que, en la propuesta de Resolución, la CNMC toma como coste de partida del proyecto la cantidad de 2.850 M€, cantidad que se incluía en la Declaración Conjunta de RTE y Red Eléctrica del 1 de febrero de 2023, una vez recibidas las ofertas vinculantes de los principales proveedores (cables y conversoras), sin añadir los 250 M€ de provisión de contingencias que también se establecían en la citada Declaración Conjunta.

REE incluye la justificación del presupuesto estimado en 3.100 M€, señalando la necesidad de reconocerlo en su totalidad, aduciendo que considerar una cuantía inferior supondría, en caso de que el proyecto presentase sobrecostes sobre dicha cantidad prevista y con la regulación vigente,<sup>10</sup> no recuperar dicha inversión, haciendo incurrir en pérdidas a REE.

Asimismo, indica REE que dicho presupuesto ha sido el considerado por los reguladores español y francés en la decisión conjunta de 2 de marzo de 2023, sobre asignación transfronteriza de costes del proyecto.

---

<sup>10</sup> Metodología retributiva fijada en el Circular 5/2019, de 5 de diciembre de la CNMC.

REE indica que, en la elaboración del presupuesto del proyecto, a los costes esperados, pero no concretados, se les ha denominado hasta ahora genéricamente “contingencias”, sin que se pueda entender en su tenor literal como algo esperado o no, y se han calculado mediante una metodología de análisis estadístico cuantitativo. Por tanto, afirma que el importe total informado de 250 M€ debe considerarse como parte de la estimación del coste total, resultando de considerar un valor bajo de probabilidad para este tipo de proyecto, tal y como se indicaba en la Declaración Conjunta de 1 de febrero.

A este respecto, en primer lugar, cabe exponer que la Decisión Conjunta adoptada por ambos reguladores, se refiere al coste de inversión previsto total estimado más una provisión de “riesgos”, sin que en ningún momento se haya realizado un tratamiento conjunto de ambas cantidades. En concreto se indica: *“[los TSOs] solicitaron que confirmaran que los costes se recuperarían reconociendo la nueva evaluación de los costes del proyecto, que ascienden a 2.850 millones de euros, a los que se añade una provisión para riesgos de 250 millones de euros”*<sup>11</sup>.

En segundo lugar, cabe señalar que la mencionada Decisión Conjunta fue acordada sobre la base de la Declaración Conjunta de 1 de febrero de 2023 de REE y RTE, donde se indicaba que el presupuesto estimado para el proyecto era de 2.850 M€ con unas contingencias de 250 M€. En ese escrito ya se contaba con las ofertas finales recibidas de cables y convertoras y con las desviaciones en sus ofertas finales respecto a las condiciones de alcance establecidas en la licitación, y sin embargo se recogió un presupuesto de 2.850 M€ más posibles contingencias, sin que se haya aportado ninguna justificación en la fase de alegaciones que justifique que este coste se haya visto incrementado.

A este respecto, cabe señalar que la solicitud de Inversión realizada en 2017 por RTE y REE incorporó en su momento un coste central de 1.750 M€ con un rango de incertidumbre de +/- 200 M€<sup>12</sup>, y sin embargo la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorgaba el carácter de singular de la interconexión<sup>13</sup> consideró como valor retribuable el coste sin considerar los 200 M€ de incertidumbre.

---

<sup>11</sup> Versión oficial en inglés de la Decisión Conjunta CNMC-CRE: “They asked them to confirm the costs would be recovered acknowledging the new assessment of the project’s costs of €2,850 million, to which is added a provision for risks of €250 million.” <https://www.cnmc.es/expedientes/dcoorde01317>

<sup>12</sup> Biscay Gulf Project. Investment Request File. 23/01/2017. “The conclusions of the last surveys and studies that have been achieved during the autumn 2016 confirmed the central price of 1750M, with an uncertainty range of +/- 200M€, mainly depending on the actual market prices during the procurement process.”

<sup>13</sup> Resolución de 24/5/2019 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorgaba el carácter de singular de la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya y se incluye en el régimen retributivo de inversiones singulares con

En tercer lugar, cabe exponer que la información complementaria remitida por REE el 14 de marzo de 2023 en sus alegaciones, incorpora la partida de 250 M€, como una partida adicional y separada de inversión específica que podrá variar dentro de una banda de coste y que se informa como un valor razonable del desvío que podría producirse. Es decir, se trata de unos costes previsibles (las contingencias propiamente son costes que pueden acontecer con un cierto grado de incertidumbre) pero no ciertos, en el momento de realizar la solicitud, ya que dependerán de las incidencias que encuentre el proyecto durante su ejecución. En concreto, la tabla aportada por REE en sus alegaciones en la que se detalla el desglose de coste de inversión define esta partida como “Costes esperados no concretados”:

**Tabla 1: Estimación de la distribución de los costes principales del proyecto (M€)**

Estimación de costes de inversión noviembre 2022		Actualización costes marzo 2023 (M€)		Incremento	
Concepto	Coste previsto (M€)	Concepto	Coste previsto (M€)	Inc. (%)	Motivo principal
Contingencias <sup>14</sup>	0*	Costes esperados no concretados <sup>15</sup>	0*	0*	Incremento EPCs, traslado riesgos a promotor por situación mercado
Otros Costes <sup>16</sup>	0*	Otros costes	0*	0*	Incremento importe seguros, incremento estudios técnicos (asistencias, vigilancia y compensación ambiental)
EPC <sup>17</sup> obra civil terrestre	0*	EPC obra civil terrestre	0*	0*	Estimación. Oferta final pendiente

características técnicas especiales a los efectos previstos en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre

<sup>14</sup> Contingencias: Contingencias de construcción, que sumarán al precio de los contratos EPC al ser riesgos compartidos o del promotor: climatología, impacto fórmulas revisión precios contratos EPC (metales, polietileno, divisa, combustible barcos), esfuerzo protección adicional cables submarinos, identificación artillería submarina, penalizaciones cruzadas entre contratos sobre límites de penalización contractuales, otros riesgos e incertidumbres.

<sup>15</sup> Costes esperados no concretados: costes que se sumarán al precio de los contratos EPC al ser riesgos compartidos o del promotor: mecanismos contractuales de actualización de precios, costes de ejecución de los contratos de cables adicionales al precio contractual (condiciones meteorológicas, condiciones geológicas del fondo marino, detección de artillería submarina (UXO – unexploded ordnance), alcances y requerimientos adicionales no recogidos en los contratos,

<sup>16</sup> Otros costes: Costes internos y servicios externos. Ejemplo partidas relevantes: programa de seguros (póliza riesgo construcción, terceros, ambiental), estudios técnicos/ambientales/asistencia técnica experta, campañas de investigación marinas (geofísicas, geotécnicas, identificación artillería submarina, arqueología), tasas ocupación DPMT España durante fase de construcción, dedicación personal RTE y REE.

<sup>17</sup> EPC: “Contrato llave en mano.”

Estimación de costes de inversión noviembre 2022		Actualización costes marzo 2023 (M€)		Incremento	
EPC cables (2) <sup>18</sup>	□*	EPC cables (2)	□*	□*	Oferta final adjudicada
EPC estaciones convertoras	□*	EPC estaciones convertoras	□*	□*	Oferta final adjudicada
<b>Total</b>	<b>2.700</b>	<b>Total</b>	<b>3.100</b>	<b>100%</b>	

Fuente: Alegaciones REE a la Propuesta de Resolución de la Modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

Nota: Las notas al pie incluidas en esta tabla son elaboración propia de la CNMC a partir de la información aportada en el documento de alegaciones de REE.

En relación con lo anterior, detalla REE en sus alegaciones que el importe informado de 250 M€ de contingencias, estaría dentro de los alcances que se han transferido en las ofertas adjudicatarias a los promotores, y se encontraría desglosado en los siguientes conceptos:

- Mecanismos contractuales de precios en los contratos de adjudicación de las estaciones convertoras por un importe previsto de **CONFIDENCIAL □ M€**.
- Costes de ejecución de los contratos de cables adicionales al precio contractual por un importe previsto de **CONFIDENCIAL □ M€**. Dicho importe está desglosado en:
  - ✓ Condiciones meteorológicas (altura de ola, viento, corrientes): que afectan a la operabilidad de los medios marinos de instalación. Por encima de unas condiciones concretas y diferentes para cada embarcación o equipo, no es posible trabajar y debe pausarse la actividad hasta que mejoren las condiciones. La previsión de este coste es **CONFIDENCIAL □ M€**.
  - ✓ Condiciones geológicas del fondo marino: Las condiciones del fondo marino son determinantes para diseñar la combinación necesaria de los métodos de protección de los cables en el trazado del proyecto. La previsión de este coste es **CONFIDENCIAL □ M€**.
  - ✓ Detección de artillería submarina (UXO – unexploded ordnance): La existencia de artillería submarina es un riesgo para los trabajos de instalación de los cables. Para minimizar posibles interferencias, durante la fase de diseño se hace un estudio de gabinete para evaluar la presencia de artillería en las zonas del trazado, y según el resultado, se realiza más o menos esfuerzo de investigación en campañas

<sup>18</sup> Se trata de dos proyectos diferenciados, por eso incorpora el (2) en el descriptivo ya que cada cable submarino se ejecutará por una empresa adjudicataria diferente, pero el coste reflejado incluye ambos.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

marinas específicas para identificar posibles UXO durante la fase de construcción. La previsión de este coste es **CONFIDENCIAL** []M€.

- Alcances y requerimientos adicionales no recogidos en los contratos: **CONFIDENCIAL** [] M€. se trata de un importe no asignado específicamente a alcances concretos para gestión propia de los aspectos antes señalados, y que en estos momentos está presupuestado en el entorno del 1,5% (valor extremadamente bajo para este tipo de proyectos, según indica REE).

Analizada la información que soporta lo anterior, la partida de 250 M€ previstos como contingencias responderían a los costes de inversión previstos sujetos a la variabilidad e incidencias de los trabajos en la implementación del proyecto. En este sentido, se establecen dentro de esta partida, una serie de conceptos, cuyo importe se traza en base a unos precios unitarios y a la cuantificación estadística del número de unidades por trabajos imprevistos o incidencias en la ejecución. Dichas unidades se establecen en base a unas matrices de probabilidad definidas sobre la experiencia del promotor y del adjudicatario de la oferta.

El reconocimiento de la inversión prevista que se formula en el apartado 9.2 de esta memoria, garantiza, el reconocimiento del coste de inversión previsto, desde una perspectiva de eficiencia y buena gestión, y mantiene un incentivo al control de costes. El coste adicional debido a trabajos imprevistos o incidencias en la ejecución no debería adicionarse al coste total estimado actualmente, dado que el margen hasta el 1,25 del valor de inversión reconocido como establece el apartado 9 del artículo 9 de la Circular 5/2019 de la CNMC, permite reconocer dicha banda de desvío al alza y evita incentivos a la sobreinversión. En caso de considerarse dichas contingencias en el valor de la inversión de la singularidad, terminar finalmente sobre retribuyendo el proyecto de una manera no justificada en el caso de que las probabilidades estimadas fueran superiores a las reales.

Así por ejemplo, cabe señalar que REE – dentro de las contingencias de 250 M€- ha cuantificado en **CONFIDENCIAL** [] M€ el impacto esperado de los “Mecanismos contractuales de precio” sobre el coste final de la interconexión. De acuerdo con la información aportada por REE en el marco del trámite de alegaciones, las variables que influyen en las fórmulas de actualización de precios de los contratos son los costes de personal, tipos de cambio (euro/corona sueca), inflación, evolución de la cotización de diversas materias primas (entre ellas el acero y el cobre), y evolución de los costes de obra civil, edificios e instalaciones.

Si bien la cláusula de revisión del coste de personal no contempla bajada de los costes laborales, los valores de referencia podrán verse revisados tanto al alza como a la baja en función, por ejemplo, de la evolución de la cotización de

las materias primas o el tipo de cambio. En este sentido cabe señalar que, por ejemplo, el euro se ha venido apreciando frente a la corona sueca en 2023, según datos de Bloomberg, y los futuros a fecha actual, también prevén una apreciación del euro frente a la corona sueca, en los próximos 5 años. También se observa, por ejemplo, un cierto descenso del precio del cobre en los mercados de futuros, según esa misma fuente. Por consiguiente, la consideración de estas contingencias en el valor de inversión no sería eficiente, dada la incertidumbre existente sobre el valor real que tomarán las variables consideradas en las fórmulas de actualización y, en segundo lugar, porque la evolución de las mismas no necesariamente tendría por qué significar un incremento de los costes del proyecto.

Igualmente, REE contempla otra partida de **CONFIDENCIAL** M€ para cubrir la necesidad de disponer de un importe no asignado específicamente a alcances concretos para la gestión propia de variaciones en los alcances, requerimientos adicionales de las administraciones y otros imprevistos. A este respecto, cabe volver a indicar que la consideración del margen del 1,25 del valor de inversión permite reconocer dicha banda de desvío al alza y evita incentivos a la sobreinversión sin que deban contemplarse importes adicionales en el valor de inversión de singularidad.

Por todo lo anterior no procede atender las consideraciones manifestadas por REE a este respecto.

## **6.2. Sobre la consideración del valor de inversión previsto en la planificación como referencia para fijar el valor máximo de inversión con derecho a retribución a cargo de peajes**

Manifiesta REE en su escrito que el principio de sostenibilidad financiera establecido en la Ley 24/2013 que debe cumplir la planificación, debe entenderse como la capacidad para satisfacer la totalidad de los costes del sistema eléctrico de manera que no se genere déficit y que en lo que se refiere a los costes del transporte, dicho principio se cumpliría a través de la metodología definida en la Circular 3/2020, de 15 de enero de la CNMC<sup>19</sup>.

Adicionalmente señala que el Real Decreto 1047/2013 introdujo un límite al volumen anual de inversión en la red de transporte en el que, conforme a la redacción dada por el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre<sup>20</sup>, se excluían del cómputo las inversiones en interconexiones internacionales con países del mercado interior, como es el caso de Francia.

<sup>19</sup> Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

<sup>20</sup> Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los reales decretos de retribución de redes eléctricas.

Por otro lado, expone REE que los valores de inversión prevista por la Planificación no son vinculantes, ya que conforme a lo dispuesto en el artículo 4.2. de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sólo pueden considerarse como vinculantes las características técnicas que se establecen para las infraestructuras en ellas recogidas, en línea con lo dispuesto en la metodología de la Circular 5/2019, que confiere a la CNMC la potestad para determinar el valor con derecho a retribución de las instalaciones singulares al margen de lo dispuesto en el documento de Planificación. Por todo lo anterior concluye que el criterio de fijar un tope máximo de inversión retribuable con cargo a peajes a través del valor previsto dentro del documento de planificación, excedería el marco regulatorio y menoscabaría el marco jurídico en el que REE desarrolla su actividad.

A este respecto cabe señalar, que el hecho de que las interconexiones internacionales con países del mercado común no computen dentro de los límites de inversión previstos, no supone que deban exceptuarse del análisis de sostenibilidad económico-financiera del sistema. Se habilita una medida excepcional y concreta que permita incorporar inversión extraordinaria para atenderlas, fuera del límite que afecta al resto de inversiones, pero siempre dentro de los márgenes de estabilidad que otorga el principio de sostenibilidad económico-financiera.

La Planificación es la necesaria e imprescindible referencia para garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema en el medio y largo plazo. Solo a través de la Planificación, se puede analizar y considerar el conjunto de las infraestructuras que se van a construir durante los años de vigencia de la misma (tanto las sometidas al límite de inversión como el resto) y si en el futuro y como consecuencia de la misma, se mantiene la oportuna relación entre la evolución de la demanda y los costes previstos para el sistema eléctrico que van a ser asumidos por los usuarios de las redes que soportan el coste del sistema eléctrico (art. 2.1 de la Circular 3/2020 de la CNMC de 15 de enero). De otra forma, perder la referencia del valor reconocido en la Planificación a los proyectos individuales, una vez aprobada esta, sobre todo en proyectos de esta magnitud, dejaría vacío de sentido el ejercicio de Planificación.

De esta forma, retribuir con cargo a peajes y cargos, que pagarán los consumidores futuros, solo el valor de inversión reconocido para este proyecto en Planificación salvaguarda el equilibrio económico previsto. Dedicando las rentas de congestión que se generen por la propia situación de la interconexión a cubrir el resto del coste de inversión, se asegura el pago de la inversión sin poner en riesgo, ni la estabilidad del sistema, ni la situación financiera del transportista.

En este sentido el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre habilita a la CNMC:

*“las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el Sistema eléctrico, según lo dispuesto en el artículo 1.*

*“corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación de la retribución para cada año de las empresas titulares de instalaciones de transporte y distribución de conformidad con lo previsto en la Ley 3/2013, de 4 de junio”*

Por todo lo anterior, tal y como se ha expuesto anteriormente, esta Comisión establece el reconocimiento de la inversión, habilitando los mecanismos dispuestos en la regulación vigente para garantizar tanto la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico, como el incentivo a la eficiencia en costes durante el desarrollo del proyecto.

Por todo lo anterior no procede atender las consideraciones manifestadas por REE a este respecto.

### **6.3. Revisión de los costes de operación y mantenimiento**

Expone REE que tras la recepción de las ofertas firmes finales de cables y estaciones convertoras se dispone de una mejor información de los costes estimados futuros de operación y mantenimiento y, en términos generales, se concluye que a la fecha actual se estima que serán inferiores a los comunicados con anterioridad a la CNMC. De esta forma los costes totales de Operación y Mantenimiento del proyecto pasarían de 14 M€/año de la Propuesta de resolución sometida a audiencia a un total de 10,92 M€/año. De esta forma, el reconocimiento para REE de los costes de O&M del proyecto de interconexión se corresponderían con la cantidad de 4,668M€/año (40% de los costes de acuerdo con la Decisión Conjunta CNMC-CRE) a la que habría que añadir los 0,3 M€/año de O&M de la ampliación de la subestación existente Gática 400 kV y los cables de conexión hasta la estación convertora.

REE pone de manifiesto que una de las partidas que componen el OPEX es el coste estimado asociado a las reparaciones que haya que acometer durante la vida útil de la instalación, calculado al partir del coste medio de la prima de seguro durante la vida útil. En este sentido, destaca que el mercado asegurador está viviendo un ciclo de volatilidad sin precedentes, que hace que este criterio no sea fiable y que impide estimar cuál será el coste del seguro en 2028, cuando la instalación se ponga en servicio y haya que contratar las coberturas de explotación. Por este motivo, en este escenario de incertidumbre, solicita que se permita revisar esta partida cuando se acerque la fecha de puesta en servicio y se dispongan de cotizaciones en firme de la póliza, sin que

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

le sea de aplicación a la retribución resultante el límite (25%) que hoy contempla la Circular 5/2019.

A este respecto es preciso señalar que se considera adecuado ajustar los valores de revisión remitidos en el trámite de audiencia pues los nuevos valores atienden a la mejor información disponible y mantienen el criterio de reconocimiento establecido en la propuesta de resolución que se ha sometido a trámite de audiencia. Asimismo, de acuerdo con lo previsto en la mencionada Circular, y con el fin de asegurar que REE cuenta con margen para atender estos costes, pero conserva los incentivos necesarios para intentar reducir al máximo el coste final de operación y mantenimiento, se debe mantener el límite del 1,25 establecido en la Circular 5/2019.

#### **6.4. Sobre los criterios empleados en la aplicación de la metodología de la Circular 5/2019**

##### **6.4.1. En lo que se refiere al reconocimiento retributivo establecido en la Circular 5/2019**

REE manifiesta que la Propuesta de resolución sometida a audiencia hace una interpretación de los términos que se han de considerar dentro de la formulación definida en la metodología retributiva, que no correspondería con lo establecido en la Circular. De esta forma expone que cuando la regulación define el término  $V_{n-2}^{j, \text{solicitud de singularidad}}$  será el correspondiente a la solicitud<sup>21</sup>, en este caso 1.589 M€<sup>22</sup>, sin que a dicho valor se le vean deducidos los importes asociados a los costes de inversión previstos por contingencias, ni la cuantía de subvenciones percibidas. Expone que, sólo de esta forma, tendrá garantizada la recuperación de los costes de inversión realizados y se evitará un doble descuento de las subvenciones, cuando se determine el cálculo de retribución correspondiente a dicha instalación una vez que sea puesta en servicio.

A este respecto, y en relación con la detracción de las ayudas, el artículo 9.7 de la metodología retributiva de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, señala que:

*«Para la determinación del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de aquellas inversiones que sean clasificadas como singulares, se aplicará el procedimiento señalado en el artículo 7 para las instalaciones no singulares, sustituyendo el valor de inversión calculado empleando los valores unitarios de referencia por el valor de inversión que figure en la solicitud de*

<sup>21</sup> Considerando que se corresponde con la mejor información del coste del proyecto disponible.

<sup>22</sup> Importe resultante del acuerdo CBCA de 2 de marzo de 2023 (España asume 1.361 M€+228 M€ de Subvenciones CEF) y que se detalla en la Tabla 8, de esta memoria justificativa.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

*singularidad presentada por la empresa para su clasificación como singular ...».*

Es decir, se utilizará el valor que figure en la solicitud de singularidad, presentado por la empresa, una vez analizados todos los costes, minorando los que no sean procedentes, de acuerdo con la Propuesta de Resolución sometida a trámite de audiencia. Como se ha puesto ya de manifiesto, del valor de 1.589 M€ que correspondería a España (considerando unos costes de 2.850 M€+ 250 M€) de contingencia) habría que restarle la mitad de la contingencia, 125 M€ de forma que el valor que corresponde al VI Resolución Singularidad sería 1.463,7 M€.

No obstante, lo anterior, con el fin de dotar de una mayor claridad a la resolución y adaptarse mejor a un posible escenario donde el proyecto pudiera recibir ayudas adicionales, se adapta la redacción del Resuelve Tercero para reflejar el valor de inversión sin netear ayudas, en línea con lo solicitado por REE.

#### **6.4.2. En lo que se refiere al límite del 25% a las desviaciones de costes**

Expone REE que si bien el límite máximo del 25% de desvío sobre la inversión prevista establecido por la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, podría considerarse como un beneficio extraordinario para el titular de la instalación de transporte, en la práctica constituye una limitación adicional que penaliza el reconocimiento retributivo de las instalaciones singulares, ya que si bien el  $V_{I,solicitud\ de\ singularidad}^{n-2}$  permanece fijo, el valor de inversión auditado (coste real) que sea superior conllevará una reducción del valor reconocido a través de la formulación recogida en la metodología, de forma que constituirá una pérdida efectiva para el transportista.

En relación con esta consideración es preciso señalar que dicho porcentaje del 25% al que hace referencia el artículo 9.9 de la citada Circular 5/2019, de 5 de diciembre, es una reserva prevista para poder acometer contingencias que puedan surgir durante la ejecución del proyecto, cubriendo la incertidumbre del diseño, configuración y características técnicas y operativas de la instalación. Todo ello basado en la necesidad de introducir siempre criterios de eficiencia económica en cualquier actuación incluida en el desarrollo de la red de transporte, tal y como se establece en el artículo 14.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, entre otros criterios, al mínimo coste, según el artículo 1.1. de la citada Ley.

Por todo lo anterior se considera que no procede la afirmación de que el transportista corre con la totalidad del desvío, ya que el valor de inversión a reconocer va a ser la semisuma del valor real auditado y el valor de

singularidad y por tanto cualquier exceso de coste por encima del valor de singularidad será sufragado de forma conjunta con el sistema, hasta un tope del 25% respecto de la previsión aprobada.

#### **6.4.3. En lo que se refiere al valor de las subvenciones ya concedidas consideradas en la resolución**

REE alega que debería corregirse la redacción de la resolución, indicándose que la subvención total de fondos europeos al proyecto asciende a 588.554.328 €, y no a los 578.487.000 € establecidos en el Resuelve Tercera apartado a). A este respecto, REE señala que si bien dicho efecto se compensa con los 10 M€ que REE puede retener del total de la subvención que le correspondería a España, se considera necesario que en la resolución figure correctamente el valor considerado de subvenciones.

Se considera que no procede atender dicha solicitud, manteniendo la redacción para el Resuelve Tercera apartado a), ya que se hace alusión únicamente a la ayuda financiera de la Convocatoria CEF-17, cuyo importe fue de 578.487.000 €, importe considerado dentro del Acuerdo de reparto de costes transfronterizos de 3 de marzo de 2023. El resto de las ayudas recibidas en las convocatorias TEN-2013, CEF-2014 y CEF-2016 que suponen un total de 10.067.328 € no han sido detraídas de las cuantías establecidas en la referida del Resuelve Tercera.

No obstante lo anterior, con el fin de ofrecer un tratamiento homogéneo e inequívoco de los parámetros fijados en la Resolución de revisión, se ha procedido a incorporar esta matización en el Resuelve Tercera apartado b) y en el apartado 9.2 de esta memoria justificativa, indicando que se deducirá cualquier ayuda que pudiera recibir el proyecto.

#### **6.4.4. En lo que se refiere al reconocimiento del parámetro de “Vida útil” de las estaciones convertoras a 25 años**

REE indica en las alegaciones que en la propuesta de resolución se mantiene la vida útil regulatoria para el conjunto de instalaciones en 40 años, atendiendo a lo dispuesto en el artículo 9.7 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, siendo los valores de operación y mantenimiento anuales propuestos para las estaciones convertoras los correspondientes a una vida útil de 25 años. Por ello, solicitan que, en caso de no establecerse la vida útil de las convertoras en 25 años, se debería incrementar el valor estimado de O&M en 16,4 M€/anuales adicionales.

En este punto conviene indicar, que el artículo 9 de la Circular 6/2019 establece que, con carácter general, la vida útil regulatoria de las instalaciones singulares tomará un valor de 40 años, salvo que en la resolución por la que se reconoce

a una instalación su carácter singular se disponga otro valor ,y que en las últimas resoluciones aprobadas, donde se incluyen *estaciones convertoras similares* a la que ahora se pretende informar, asociadas a diferentes actuaciones sobre interconexiones internacionales y enlaces entre diferentes sistemas, se le ha asignado una vida regulatoria de 40 años para todas las instalaciones asociadas a dichas actuaciones sobre interconexiones internacionales. Eso es así, dado que las estaciones convertoras a las que hace referencia REE, están incluidas en un proyecto global de un enlace submarino donde la tecnología a valorar no es cada parte independiente sino la asociada al conjunto del enlace.

En particular, como cabe destacar que la Resolución de 24 de mayo de 2019 otorgaba para el conjunto de la interconexión una vida útil regulatoria de 40 años.

Por otro lado, REE incluye en la documentación que sustenta sus alegaciones, un documento de National Grid<sup>23</sup>, donde se indica que la vida útil de ciertos componentes de la interconexión es aproximadamente de 60-80 años mientras que los cables de corriente continua tienen una vida útil de 40 años y las válvulas y los sistemas de control de las estaciones convertoras (28% de la inversión) tendrían una vida útil de 20 años. Si tenemos en cuenta estos datos, parece adecuado considerar una vida útil media de 40 años para el conjunto de la interconexión.

Asimismo, cabe indicar que en la Circular 5/2019 de retribución de transporte ya hay dos mecanismos para poder incentivar y retribuir adecuadamente la extensión de la vida útil de las instalaciones. El primer mecanismo, a través del término REVU, permite aumentar el valor retribuido de operación y mantenimiento, una vez que ha finalizado la vida útil de dicha instalación siempre que dicha instalación continúe en servicio, y el segundo mecanismo permite aumentar la vida útil de la instalación a través de inversiones en renovación y mejora. Todo ello, permite, teniendo en cuenta las diferentes vidas útiles de los componentes del proyecto, dotar de una adecuada retribución a la instalación.

Por todo lo anterior, se considera que no procede atender la alegación relativa a la modificación de la vida útil para las estaciones convertoras de forma separada al resto de instalaciones y fijarla en 25 años, así como tampoco se considera procedente que el sistema asuma un coste extra anual de 16,4 M€

---

<sup>23</sup><https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/13784-High%20Voltage%20Direct%20Current%20Electricity%20%E2%80%93%20technical%20information.pdf>

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

adicionales en concepto de operación y mantenimiento para una futura renovación parcial de dicha estación conversora.

#### **6.4.5. En lo que se refiere al reconocimiento de los Cánones anuales ocupación del “Dominio Público Marítimo Terrestre (DPMT)” del proyecto**

REE solicita que se especifique en la Resolución – y no solo en la memoria- que, adicionalmente al importe establecido para la retribución de operación y mantenimiento, se considerará mediante un “pass-through” el canon definitivo como consecuencia de la ocupación del Dominio Público Marítimo Terrestre (DPMT), con el debido factor de retardo, que únicamente ha sido incluido en la memoria que acompaña a la resolución.

En relación con este punto, se considera oportuna la alegación formulada por REE y se procede a incluir dicho canon en el cuerpo de la Resolución.

#### **6.5. Consideración sobre el empleo de las rentas de congestión para cubrir las contingencias**

REE señala en sus alegaciones que, en caso de que finalmente no se considere adecuado reconocer el importe correspondiente a los costes previstos adicionales de 250 M€ (contingencias) en el coste estimado incluido en la singularidad, dicha cuantía se debería cubrir con importes procedentes de las rentas de congestión, sin que su aplicación penalice a REE a la hora de aplicar la semisuma con el valor real.

REE solicita que se concrete la forma y los plazos en que los importes procedentes de las rentas de congestión serán efectivamente percibidos por REE. Asimismo, solicitan que se recoja en la redacción final de la propuesta, si el valor de las rentas y posibles ayudas adicionales a destinar al proyecto está prefijado, tal y como parece desprenderse de la redacción actual.

No se considera pertinente aplicar las rentas de congestión en la forma que solicita REE, ya que se dejaría sin efecto el incentivo de eficiencia en el control de costes de inversión previsto en el artículo 9 de la Circular 5/2019, cuya finalidad es compartir el riesgo del desarrollo del proyecto entre el promotor y los consumidores.

Con respecto a lo solicitado por REE en cuanto a que se establezca la forma y los plazos en cómo percibirá los importes de las rentas de congestión, se considera más adecuado que las cuantías se establezcan anualmente en la Orden por la que se establecen los peajes – de acuerdo con la propuesta de resolución sometida a trámite de audiencia-, dada la incertidumbre sobre la evolución que pueden registrar dichos ingresos derivado de la diferencia de precios existente entre Francia y España.

## **6.6. Consideraciones sobre la necesidad de obtener una rentabilidad razonable para un proyecto planificado**

REE afirma en sus alegaciones que *“En el escenario propuesto en la resolución de la CNMC, con un coste mínimo previsto para el proyecto de 3.100 M€ (no recogido en la propuesta), Red Eléctrica se ve abocada a tener una pérdida de 52 M€ de coste de inversión no reconocido. Esta pérdida, unida al prolongado calendario de ejecución del proyecto, durante el cual no se reconoce la retribución financiera de la obra en curso, arroja una TIR después de impuestos del 3,06%, muy por debajo de la tasa de retribución financiera reconocida a la actividad de transporte (4,19 % después de impuestos).”*

La revisión de los cálculos realizada por esta Comisión sobre la TIR del proyecto arroja resultados diferentes. Asumiendo que el coste final del proyecto fuesen 3.100 M€ como indica REE y considerando el valor de inversión de singularidad 2.850 M€ previsto en esta Resolución, y que REE retiene 10 M€ de las ayudas recibidas, la TIR resultante sería de 3,27%. Por otro lado, si las rentas de congestión, empezando por las del año 2023, siguieran un calendario más adelantado al previsto por REE en sus estimaciones, la TIR resultante sería del 3,47%.

Adicionalmente si finalmente el coste del proyecto fuese de 2.850 M€ la TIR resultante sería de 3,84% o si además se redujeran parte de los costes incluidos en la partida “Otros costes” que considera REE en su previsión que se dedicarán al proyecto, se podría alcanzar un 3,12% de TIR<sup>24</sup>. Esta cifra refuerza el argumento de la necesidad de mantener el incentivo a una gestión activa de los costes del proyecto para mantener la rentabilidad del proyecto.

## **6.7. Retribución de Obra en Curso**

REE solicita que se incluya una retribución adicional asociada a la obra en curso en la realización de proyectos de estas características con el fin de que el proyecto alcance una rentabilidad alineada a la que el marco regulatorio establece como razonable para la actividad de transporte.

A este respecto, es preciso señalar que la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, fija un esquema de retribución para todas las instalaciones de transporte que estén en servicio en el año n-2, en el que no se contempla en ningún caso ni tiene cabida el concepto de la obra en curso, dado que solo se considera el reconocimiento de la retribución para una instalación, cuando la misma ha sido puesta en servicio. La Circular 5/2019 era continuista con el modelo anterior y consistente con las orientaciones de política energética que el MITERD había definido para la misma.

---

<sup>24</sup> Para hacer este cálculo se ha considerado un 40% menos de imputación de las partidas de costes de personal previstos hasta 2028, reduciéndose la partida de “otros costes” un 28%.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

Conviene recordar que durante la tramitación de la mentada Circular 5/2019, de 5 de diciembre, fue puesto de manifiesto que en lo que se refiere a este tipo de activos *“no existía un consenso a nivel europeo sobre su consideración como elementos retribuíbles teniendo en cuenta el hecho de que mientras los activos están en construcción, no se encuentran prestando servicio al sistema eléctrico”*. Adicionalmente, se expuso que en los casos en los que sí presentaban su reconocimiento retributivo no existía homogeneidad en el tratamiento que se hacía de ellos.

Así, cabe indicar que en el informe del Consejo Europeo de Reguladores Energéticos (CEER) denominado Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks de 2019<sup>25</sup>, se refleja que entre los 23 países consultados que responden acerca de sus transportistas de electricidad, hay 11 respuestas afirmativas y 12 negativas. Por lo tanto, no existe consenso al respecto en Europa. Esto es consistente con el hecho de que mientras están en construcción, no están prestando servicio al sistema eléctrico.

Con todo, no procede atender la solicitud de REE sobre este aspecto. Señalar no obstante que dedicar directamente las rentas de congestión al pago de los costes del proyecto anteriores a 2028 disminuye las necesidades de financiación.

## **7. MODIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA RESOLUCIÓN DE 24 DE MAYO DE 2019 DE OTORGAMIENTO DE LA SINGULARIDAD**

### **7.1. Modificación del alcance del proyecto**

En 2017 los gestores de la Red de Transporte francés y español remitieron la solicitud de inversión<sup>26</sup> a la CRE y CNMC respectivamente. En ella se establecía la definición del proyecto como un doble enlace HVDC independientes de 1.000 M cada uno entre Cubnezais (FR) y Gatica (ES). El alcance que se indicaba de dicho proyecto es:

- Adaptaciones técnicas de las subestaciones existentes de 400 kV de Gatica y 400 kV de Cubnezais;
- Conexiones de 400 kV CA desde las subestaciones existentes de 400 kV de Gatica y 400 kV de Cubnezais a las nuevas subestaciones de 400 kV HVDC de Gatica y Cubnezais.

---

<sup>25</sup> <https://www.ceer.eu/report-on-regulatory-frameworks-for-european-energy-networks-2019>

<sup>26</sup> Conforme a lo dispuesto en el artículo 12.2 segundo párrafo del Reglamento (UE) 347/2013, y que ahora se recoge en el artículo 16.4 del Reglamento (UE) 2022/869.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

- Estaciones conversoras HVDC de Gatica y Cubnezais (2 en Gatica, 2 en Cubnezais);
- Cuatro nuevas estaciones convertidoras HVDC de 1000 MW (2 bipolos en Gatica, 2 en Cubnezais)
- Dos enlaces de 1000 MW (4 cables) (90 km terrestres, 280 km submarinos a través del Golfo de Vizcaya);

En conjunto, el 70 % del trazado total del proyecto era de 370 km, situándose un 70% del trazado en territorio francés y el 30% restante en España.

Los estudios técnicos definieron para el trazado submarino la necesidad de que cruzase el cañón submarino de Capbreton mediante una perforación marina considerando que dicha solución técnica era la más idónea. Dicha actuación suponía un reto innovador y la complejidad técnica del mismo motivó el otorgamiento de una ayuda financiera sin precedentes dentro de la convocatoria CEF-2017.

Finalmente, ambos reguladores consideraron que el proyecto contaba con la suficiente madurez como para presentar una solicitud de inversión y resolvieron determinar un acuerdo de reparto de costes transfronterizos para dicho proyecto<sup>27</sup>.

Fruto de los estudios técnicos adicionales realizados desde el año 2019 así como de las alegaciones recibidas durante la fase de información pública<sup>28</sup> durante la tramitación del proyecto se requirieron una serie de modificaciones en el alcance de este. Entre otros destacan, por su relevante impacto técnico y/o económico, los siguientes:

- Eliminación del cruce del cañón de Capbreton.
- Bypass terrestre en el lado francés en Capbreton con dos aterrajajes adicionales (en sustitución del cruce submarino del cañón) y aumento asociado de la longitud total del enlace.
- Actualización del trazado terrestre entre la Estación Convertora de Gatica y el punto de aterraje<sup>29</sup> en la costa española<sup>30</sup>.

---

<sup>27</sup> “Decisión Conjunta de 22 de septiembre de 2017 sobre el reparto transfronterizo de costes del proyecto de interconexión eléctrica del Golfo de Vizcaya entre Francia y España.”

<sup>28</sup> Los datos y comunicaciones de seguimiento remitidos por REE desde el año 2019, han expuesto que la fase de información pública de la tramitación del proyecto ha motivado las modificaciones del alcance del proyecto fruto de la necesidad de lograr la tramitación administrativa del mismo con las garantías necesarias para su aceptabilidad social y ambiental.

<sup>29</sup> Punto de aterraje: punto de llegada/salida del cable submarino en la costa.

<sup>30</sup> Inicialmente se consideraba que el tramo terrestre en España sería mayoritariamente en

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

- Modificación del punto de aterraje pasando a un soterramiento zona rocosa de flysh con desnivel entre los puntos de entrada y salida de 110 m, traslado del punto de salida al mar incrementado la distancia de forma considerable, todo ello con el fin de mitigar el impacto en la zona de Lemoniz<sup>31</sup>.
- La conexión en cable aislado a 400kV entre la subestación de Gatica y la nueva estación convertora de Gatica.
- Ajuste de la ubicación y adopción de medidas específicas para la integración paisajística de la estación convertora de Gatica.
- Ampliación de la subestación de Gatica.

Durante el año 2020, se actualizaron los costes del proyecto debido a los referidos cambios técnicos<sup>32</sup>. El presupuesto actualizado ascendía a 1.950 M€, cifra considerada en la Planificación 2021-2026 aprobada en marzo de 2022 y coherente con el valor máximo de inversión reflejado por la Resolución de Singularidad de 24 de mayo de 2019, considerando la habilitación de un desvío de sobrecoste del 25% respecto del importe aprobado. No obstante, durante 2021 y 2022 surgieron una serie de necesidades técnicas adicionales que, junto con la fase de licitación del proyecto desarrollada desde finales de 2020, ha desviado al alza las previsiones de inversión necesaria de una forma considerable, lo que ha llevado a que REE y RTE hayan solicitado una revisión de la financiación de dicho proyecto. En el apartado siguiente se analiza dicho incremento de costes.

---

trazado aéreo. Sin embargo, tras la fase de participación pública y la tramitación inicial ambiental se ha requerido el soterramiento de este y la modificación de la traza incrementándose la distancia, todo ello con el fin de reducir el impacto visual.

<sup>31</sup> La alternativa de salida al mar en España finalmente consensuada es desde una zona elevada justo entre de la antigua central de Lemóniz y el embalse artificial adyacente, para mantener el punto de aterraje en una zona antropizada del litoral, pero sin afectar posibles usos futuros de la zona. Esto supone, debido a la orografía y características del litoral, una obra singular de aterraje con dos características que la hacen especialmente compleja respecto a otras de similar longitud: zona completamente rocosa de flysh, y con un desnivel entre el punto de entrada en tierra y salida al mar de 110 metros.

<sup>32</sup> Los estudios técnicos de implantación marina y de aterraje terrestre trazados a partir de campañas geofísicas, geotécnicas y ambientales, identificaron la imposibilidad de atravesar el cañón submarino de Capbreton debido a inestabilidades geológicas del lecho marino cerca del Cañón en aguas francesas, que desaconsejaban su perforación y tendido a través de él, pues no permitían garantizar la estabilidad del trazado durante la vida útil del enlace. Estas incidencias se reflejaron en los anuncios del DOUE en 2020, informando del nuevo programa de licitación y la inclusión de un programa de ensayos de larga duración de los cables. De igual forma, durante el año 2021 la tramitación ambiental en los procesos de DIA en ambos países obligó a trasladar los aterrajes de salida en la costa española, así como a imponer un bypass soterrado bordeando la localidad costera de Capbreton que permitiera evitar el cañón, imponiendo dos nuevos aterrajes, que supondrían un total de 23 km adicionales.

El proyecto final de interconexión evita totalmente el Cañón y obliga a que la interconexión salga del mar y se adentre puntualmente en tierra firme, sumergiéndose otra vez en el Atlántico como se recoge en la Ilustración 1.

### Ilustración 1: Trazado Interconexión ESP-FRA por el Golfo de Vizcaya.



Fuente: INELFE (14 sept 2021)

Las modificaciones realizadas, las instalaciones y actuaciones englobadas en el proyecto de la interconexión, en su nueva configuración y alcance en territorio español, resultan ser las siguientes:

- *Conexión a subestación existente (Gatica 400 kV) y actuaciones asociadas:*
  - *Ampliación SE Gatica 400 kV (6 posiciones AIS)*
  - *Doble conexión en cable a la estación convertora (300 y 500 m, 2500 mm<sup>2</sup> Cu)*
- *Estaciones convertoras en Gatica (EC Gatica)*
- *Tramo marino y cables en España incluyendo aterraje:*
  - *Línea subterránea Gatica – PHD Lemóniz (12,5 km)*
  - *Cable submarino Lemóniz – Frontera francesa (94 km)*

## 7.2. Evolución de los costes del proyecto

### 7.2.1. Cuantificación y justificación del incremento del coste del proyecto.

El escrito de 30 de septiembre de 2022 remitido por REE expone en su consideración tercera un desglose justificativo de los cambios técnicos del

proyecto que tienen un mayor impacto económico. Los mismos se describen a continuación:

- Eliminación del cruce submarino del cañón de Capbreton en aguas francesas, tras detectar en mayo de 2020 una inestabilidad en el fondo marino que hacía imposible el trazado de la interconexión a través del cañón, tal como se había planteado inicialmente.
- Nuevo punto de aterraje en España de mayor complejidad, como resultado de las consultas con el Gobierno Vasco y la Diputación Foral de Vizcaya.
- La necesidad de dos aterrajes adicionales en Francia para poder realizar el bypass de Capbreton, por la eliminación del cruce marino del cañón.
- Trazado terrestre adicional en Francia por el bypass de Capbreton, que añade unos 23 km de longitud adicional al proyecto.
- Mayor longitud de trazado soterrado en España, eliminando el tramo aéreo, como consecuencia de los procesos de consultas a las Administraciones y participación pública.

Durante la segunda mitad de 2020 se realizó un estudio de la actualización de los costes del proyecto<sup>33</sup>, que concluyó con que estos cambios técnicos suponían los siguientes desvíos respecto a la solicitud remitida en 2017. Tal circunstancia fue puesta de manifiesto en el citado escrito de solicitud de revisión de parámetros de REE de 30 de septiembre.

**Tabla 2: Impacto económico modificación alcance del proyecto**

Impacto inversión adicional (M€)	Concepto
□*	Eliminación del Cruce del cañón
□*	Tramo terrestre bypass Capbreton
□*	Aterrajes adicionales en Francia (bypass Capbreton)
□*	Complejidad aterraje en España
□*	Actualización tramo terrestre en España
□*	Actualización de costes fase desarrollo (2012-2022)
□*	Costes Personal fase construcción inicialmente no contemplados

<sup>33</sup> Adicionalmente, se incluyeron inversiones asociadas a elementos que permitan una mayor vigilancia del mantenimiento preventivo (corto, medio y largo plazo) tales como: sistemas de monitorización a través de F.O. (Fibra Óptica) del estado térmico del enlace en tiempo real mediante el sistema DTS (Distributed Temperature Sensing), que permite detectar puntos calientes y evitar fallos en el enlace por sobrecalentamiento de los cables, así como vibraciones a lo largo del enlace que detecten amenazas en los cables como pueden ser: excavaciones en la parte terrestre o anclas en la parte submarina mediante el sistema DAS (Distributed Acoustic Sensing) y el refuerzo de la vigilancia del enlace a través del sistema de localización de embarcaciones AIS (Automatic Identification System).

Impacto inversión adicional (M€)	Concepto
□*	Otros varios
<b>+148</b>	<b>Total</b>

\* Fuente: REE Datos confidenciales [CONFIDENCIAL]

Fuente: Escrito de solicitud de revisión de parámetros de singularidad de REE (30 septiembre 2022)

Posteriormente, desde finales de 2020 y como resultado de las consultas públicas realizadas en España y Francia, se introdujeron cambios de diseño para permitir la aceptabilidad social y medioambiental del proyecto. Dichos cambios, de acuerdo con la solicitud de revisión de parámetros de singularidad de REE de 30 septiembre 2022, supusieron un incremento neto adicional de 47 M€ sobre el presupuesto total:

- CONFIDENCIAL □ por los km adicionales del trazado terrestre en Francia (16 km a 28 km)
- CONFIDENCIAL □ por la perforación horizontal dirigida adicional en territorio español
- CONFIDENCIAL □ por el mayor movimiento de tierras necesario en la nueva ubicación de la estación convertora.

Todos estos cambios señalados requirieron una actualización del presupuesto incrementándolo en un importe total de 195 M€ con un 10% de imprevistos adicionales llevándolo hasta el importe de 1.950 M€.

**Ilustración 2: Desglose de la inversión prevista para el proyecto a finales de 2020 [IMAGEN CONFIDENCIAL]**

En lo que se refiere al proceso de licitación, expone REE en su escrito de 30 de septiembre de 2022, que en 2019 se iniciaron los procesos de licitación vinculante del sistema de cables y estaciones convertoras HVDC<sup>34</sup>, y en 2021 para obra civil terrestre<sup>35</sup>, todos ellos en la modalidad de llave en mano. Dada la singularidad y magnitud del proyecto, se publicaron en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) los requisitos mínimos empresariales, técnicos, de carácter jurídico y financiero necesarios para abordar estos trabajos. En cuanto

<sup>34</sup> Cables: <https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:544691-2018:TEXT:EN:HTML>

Estaciones convertoras: <https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:544693-2018:TEXT:EN:HTML>

<sup>35</sup> Obra civil:  
Publicación original (20/04/2021): <https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:195449-2021:TEXT:EN:HTML>

Modificación de 21 de mayo de 2021: <https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:259161-2021:TEXT:EN:HTML>

Modificación de 15 de junio de 2021: <https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:300750-2021:TEXT:EN:HTML>

al proceso de licitación de las obras civiles terrestres, el anuncio en el DOUE se publicó en 2021<sup>36</sup>.

Sobre la base de inversión actualizada expuesta en la Ilustración 2, se desarrollaron los procesos de licitación de las ofertas, que se han estructurado en varias rondas sucesivas, convocándose a todas las empresas calificadas<sup>37</sup> tras los anuncios en DOUE.

El incremento de costes que se ha ido percibiendo a lo largo del proceso puede contemplarse en la siguiente ilustración:

**Ilustración 3: Evolución de los costes entre las diferentes rondas de licitación de las principales componentes del proyecto [IMAGEN CONFIDENCIAL]**

REE expone que, tras la recepción de las ofertas en la primera ronda de licitación, visto el incremento de costes que se estaba produciendo en el mercado de componentes debido al encarecimiento de las materias primas y de los costes asociados a gastos de personal y combustibles, entre otros, adoptó un protocolo de revisión de los alcances de las licitaciones y procedió a buscar sinergias que pudieran trasladarse entre los distintos subproyectos que conformaban el proyecto de la interconexión. Fruto de dicho proceso se consiguió la reducción de las siguientes partidas:

**Tabla 3: Impacto económico revisión alcances licitaciones entre las rondas 1ª y 2ª de licitación**

Impacto inversión adicional (M€)	Concepto
□*	Límite de alcance obra civil terrestre
□*	Mutualización trabajos de aterraje
□*	Eliminación incentivo a conductor de cobre
□*	Otras medidas en los tramos terrestres (térmico, tubos)
□*	Medias en las operaciones marinas
□*	Medidas en las estaciones convertoras (edificios servicios, réplica, maqueta)
□*	Relajación condiciones comerciales y de pago: efecto muy limitado debido a la situación de mercado
<b>-105</b>	<b>Total</b>

Fuente: REE. Actualización septiembre 2022

<sup>36</sup> Cables: <https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:62909-2020:TEXT:EN:HTML>

Estaciones convertoras: <https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:169666-2020:TEXT:EN:HTML&src=0>

<sup>37</sup> Cables: **CONFIDENCIAL** □

Estaciones convertoras: **CONFIDENCIAL** □

Obra civil terrestre: **CONFIDENCIAL** □

REE notificó a la CNMC en julio del 2022 un incremento de un **CONFIDENCIAL**  en su previsión anterior, debido mayoritariamente al incremento de precio del cable en el mercado, de forma que, cerrada la primera ronda de licitaciones para dicho componente, el coste de inversión del proyecto alcanzaba ya 2.500 M€, a los que había que añadir otra partida adicional de 200 M€ para cubrir imprevistos y contingencias.

Señala REE que del desvío del **CONFIDENCIAL** , un 10% procede de requerimientos técnicos adicionales. El **CONFIDENCIAL**  restante es debido a factores de mercado identificados en todos los contratos llave en mano desde el inicio del proceso de licitación de los contratos principales en el año 2020. En particular, expone REE qué destacaría los componentes de mercado que se listan a continuación:

- Saturación de los proveedores de cables y estaciones convertoras de alta tensión.
- Incremento del coste de la prima de riesgo por incertidumbres introducidas en el contexto global por los fabricantes en sus ofertas. La prima de riesgo se ve agravada por la crisis en Ucrania y sus posibles repercusiones futuras en los precios de las materias primas y los materiales indexados en los contratos, así como en las cadenas de suministro de la industria a nivel mundial.
- Incremento de los precios de la electricidad y combustibles que encarecen notablemente la fabricación de los componentes y la provisión e instalación de estos.

De igual forma, REE señala que no puede desagregar el impacto individual de forma cuantitativa debido a los cambios de diseño de la instalación, que se produjeron entre las dos rondas de licitación.

Señala a su vez que los ofertantes informaron de retrasos en sus cadenas de producción, lo cual llevaría a un retraso de entre seis a doce meses en la finalización del proyecto, de forma que la entrada en explotación de uno de los enlaces se pospondría al 2028.

Finalmente REE expone que el elevado número de proyectos que se deben desarrollar durante la transición e independencia energética a nivel europeo y mundial, que requieren de infraestructuras submarinas, hace poco probable el que las condiciones del mercado se relajen durante los próximos años, o que aumente la limitada competencia mundial (gran barrera de entrada por los medios y desarrollo técnico tan especializados), por lo que retrasar la decisión de inversión no es una garantía de que las condiciones de mercado resulten más favorables.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

Posteriormente, como se ha señalado anteriormente, los gestores de red remitieron escrito de fecha 1 de febrero de 2023, en el que se fijaba una partida de contingencias adicionales e imprevistos de 250 M€, que cubriría los principales riesgos, fijando la previsión del coste del proyecto en 3.100 M€.

REE justifica el importe señalado de 3.100 M€ a partir de un nuevo desglose del presupuesto previsto que supondría una actualización del remitido en su escrito de 30 de septiembre de 2022, siendo el desglose comparativo el que se muestra a continuación:

**Tabla 4 : Modificación económica de las principales componentes del proyecto**

Componentes proyecto	Inversión (M€) Escenario 2019	Componentes proyecto	Inversión (M€) Escenario 2022	Actualización inversión prevista marzo 2023 (M€)
Conexión a subestación existente (Gatica 400 kV)	0*	Conexión a subestación existente (Gatica 400 kV) y actuaciones asociadas	0*	0*
Estaciones convertoras en Gatica (EC Gatica)	0*	Estaciones convertoras en Gatica (EC Gatica)	0*	0*
Tramo EC Gatica hasta punto aterraje costa española	0*	Obra civil terrestre en España	0*	0*
Tramos marino aguas españolas	0*	Tramo marino y cables terrestres en España incluyendo aterraje	0*	0*
Tramo marino aguas francesas desde frontera hasta punto aterraje costa francesa	0*	Tramo marino y cables terrestres en Francia incluyendo aterraje	0*	0*
Cruzamiento cañón Capbreton	0*	N.A.	-	-
Tramo punto aterraje costa francesa hasta EC Cubnezais	0*	Obra civil terrestre en Francia	0*	0*
Estaciones convertoras en Cubnezais (EC Cubnezais)	0*	Estaciones convertoras en Cubnezais (EC Cubnezais)	0*	0*
Conexión a subestación existente (Cubnezais 400)	0*	Conexión a subestación existente (Cubnezais 400 kV)	0*	0*

Componentes proyecto	Inversión (M€) Escenario 2019	Componentes proyecto	Inversión (M€) Escenario 2022	Actualización inversión prevista marzo 2023 (M€)
kV)		y actuaciones asociadas		
<b>Total</b>	<b>1.750</b>	<b>Total</b>	<b>2.700</b>	<b>3.100</b>

**\*Datos confidenciales [CONFIDENCIAL]**

Fuente: Escrito de solicitud de revisión de parámetros de singularidad de REE (30 septiembre 2022) y alegaciones remitidas a la propuesta de Resolución de la CNMC (30 de marzo de 2023).

El reparto de los costes principales está realizado de forma lineal por km o al 50% para el caso de las estaciones convertoras, incrementado proporcionalmente en los costes transversales del proyecto, por la dificultad en la asignación exacta de cada componente en el coste del proyecto.

### 7.2.2. Análisis de riesgos de desvíos de coste

En su escrito de 30 de septiembre de 2022, REE expone que las ofertas recibidas incluían fórmulas de revisión de precio, así como una cláusula “hardship” de renegociación de las condiciones del contrato, si se produjera un cambio en las circunstancias inicialmente pactadas que hiciera más oneroso su cumplimiento.

De esta forma refieren que, en el caso de los contratos de cables, la fijación de precios de la materia prima se realiza al día siguiente de la fecha de “Comienzo” (Commencement date), por lo que dicha fijación de precios se realizará en verano de 2023. En el caso del transporte e instalación, se incluyen también fórmulas de revisión de precios del combustible de barcos asociadas al momento de reserva de dicho combustible para cada campaña anual, por lo que teniendo en cuenta que la instalación no comenzará antes del 2026, ese debería ser el momento de fijación de precios.

De igual manera en el caso del contrato de las convertoras, en relación con las fórmulas de revisión de precios: **CONFIDENCIAL** [ ]

Por último, en lo que se refiere al contrato de obra civil, en principio no se han contemplado fórmulas de revisión de precios, sin embargo, según indica REE, todos los proveedores vinculan la aplicación de estos mecanismos de revisión a los principales recursos que finalmente sean empleados (mano de obra, materiales y energía).

Asimismo, según lo descrito en el apartado 8, una vez que se recibieron las ofertas vinculantes para las partidas de mayor impacto en el coste de la infraestructura<sup>38</sup>, ambos gestores de red remitieron escrito de fecha 1 de

<sup>38</sup> Las ofertas BAFO (Best and Final Offers) se recibieron con fecha de 5 de diciembre de 2022

febrero de 2023. Dicho escrito fija una partida de contingencias adicionales e imprevistos de 250 M€, que cubriría los principales riesgos, fijando la previsión del coste del proyecto en 3.100 M€.

A este respecto REE remite la siguiente tabla de análisis de probabilidad de costes previstos:

**Tabla 5: Distribución probabilística del importe correspondiente a otros costes esperados**

Percentil de confianza	0%	1%	10%	25%	48%	70%	90%	99%
Contingencias <sup>39</sup> (M€)	0*	0*	0*	0*	0*	0*	0*	0*
Costes total estimado del proyecto (M€)	0*	0*	0*	0*	0*	0*	0*	0*

\*Datos confidenciales [CONFIDENCIAL]

Fuente: Escrito de solicitud de revisión de parámetros de singularidad de REE (30 septiembre 2022) y alegaciones remitidas a la propuesta de Resolución de la CNMC (30 de marzo de 2023).

Esta información vendría a sustituir a la remitida dentro de la información complementaria proporcionada en noviembre de 2022 donde el escenario previsto de 2.700 M€ que incluía un importe de 180 M€ de contingencias, previsión previa a la recepción de las ofertas BAFO, se identificaba con un escenario probabilístico de Percentil 63 siendo el escenario de 250 M€ de desvío por contingencias, el Percentil 99.

### 7.2.3. Cuantificación y justificación del incremento de OPEX del proyecto.

Como se ha detallado en el apartado 2, la Resolución de Singularidad de 24 de mayo de 2019 estableció valor máximo de retribución por operación y mantenimiento base para el conjunto de inversiones realizadas para la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya en 11.350.000 €<sup>40</sup>.

El escrito de solicitud de revisión de los parámetros retributivos<sup>41</sup> de REE exponía en el apartado décimo de su escrito que, atendiendo a las modificaciones sufridas por el proyecto y las justificaciones remitidas: «...//... se establezca como mejor estimación de la valoración de los costes de

---

para el caso de los cables y con fechas 26 de enero de 2023 en el caso de las estaciones convertoras.

<sup>39</sup> Costes esperados pero no concretados

<sup>40</sup> Cuantía resultante de multiplicar 1,25 veces por 9.080.000 €, lo que asciende a 11.350.000 €.

<sup>41</sup> Escrito de 30 de septiembre de 2022.

operación y mantenimiento anuales para la totalidad de los sistemas de cables HVDC de la interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya (España+Francia) la cantidad de **CONFIDENCIAL** [ ] ..//...». Adicionalmente solicitaba la inclusión dentro de la propia resolución al margen de los ingresos de O&M propios de este tipo de enlaces, a modo de “pass-through”, dado que el montante final dependerá de los cálculos que realice la administración competente, de acuerdo con la actualización anual de las distintas normativas que lo regulen y que estimaba ascenderían a 4.440.000 €/año.

Posteriormente, durante el trámite de audiencia de la Propuesta de resolución REE ha expuesto que considerando las ofertas firmes finales de cables y estaciones convertoras se dispone de una mejor información de los costes estimados futuros de operación y mantenimiento, y en términos generales se concluye que serían inferiores a los comunicados a la CNMC. De esta manera la previsión de los costes totales de Operación y Mantenimiento del proyecto responderían a un total de 10,920 M€/año, señalando que el reconocimiento para REE de los costes de O&M del proyecto de interconexión se correspondería con la cantidad de 4.668.000 €/año, a la que habría que añadir los 300.000€/año de O&M de la ampliación de la subestación existente Gática 400 kV y los cables de conexión hasta la estación convertora.

De esta forma, se tendría el siguiente desglose de las partidas consideradas de operación y mantenimiento teniendo en cuenta, tanto la revisión remitida en noviembre de 2022 como el escrito de alegaciones de 30 de marzo 2023, y que supondrían una reducción respecto a la solicitud de reconocimiento de 30 de septiembre de 2022.

**Tabla 6: Desglose de las partidas de costes O&M**

Concepto	Costes de O&M totales estimación noviembre 2022 (k€/año)	Costes de O&M totales estimación marzo 2023 (k€/año)
<b>Sistema de Cables<sup>42</sup></b>	[ ]*	[ ]*
Mantenimiento correctivo	[ ]*	[ ]*
Mantenimiento preventivo	[ ]*	[ ]*
<b>Estaciones Convertoras<sup>43</sup></b>	[ ]	[ ]
Mantenimiento preventivo	[ ]*	[ ]*
Mantenimiento correctivo y averías	[ ]*	[ ]*
Renovaciones	[ ]*	[ ]*
<b>Total</b>	<b>14.000</b>	<b>10.920</b>

\*Datos confidenciales [CONFIDENCIAL]

Fuente: REE

<sup>42</sup> Incluye las partidas necesarias de los dos enlaces submarinos para el alcance total ES+FR

<sup>43</sup> Incluye las partidas necesarias de ambas estaciones convertoras: Gatica y Cubnezais.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

Al que habría que añadir los costes de O&M que corresponden en exclusividad a REE:

Costes de O&M totales del proyecto (k€/año)	Concepto
□*	Canon de ocupación y aprovechamiento del dominio público marítimo-terrestre en España <sup>44</sup>
□*	Ampliación subestación existente Gatica 400 kV y cables AC conexión hasta la estación convertidora de Gatica.
□*	<b>Total</b>

\*Datos confidenciales [CONFIDENCIAL]

Fuente: REE

Con todo, la evolución de los costes de O&M del proyecto de la interconexión es la que se refleja a continuación:

---

<sup>44</sup> Señala REE que el valor aportado corresponde a la mejor estimación de REE, que posteriormente será fijado por la Dirección General de la Costa y el Mar del MITERD en la fase final de la tramitación de la concesión).

**Tabla 7: Evolución de los costes O&M**

Evolución costes O&M (M€)			
Concepto	Resolución de Singularidad de 2019	Solicitud de revisión de parámetros	Costes de O&M totales Actualización marzo 2023
<b>Costes O&amp;M Totales proyecto (REE+RTE)</b>	<b>10,2</b>	<b>14</b>	<b>10,92</b>
40% REE	4,08	5,6	4,67
Ampliación subestación Gatica REE		0,3	0,3
<b>Cánones (pass-through) REE</b>	<b>5</b>	<b>4,44</b>	<b>4,44</b>
<b>Total REE (ESP)</b>	<b>9,08</b>	<b>5,9</b>	<b>9,11</b>

Fuente: Escrito de solicitud de revisión de parámetros de singularidad de REE (30 septiembre 2022), revisión CNMC según Acuerdo CNMC -CRE de financiación de 2023 y escrito de Alegaciones de REE a la Propuesta de Resolución (30 de marzo de 2023).

Es preciso destacar que REE ha advertido que los costes de mantenimiento reflejados anteriormente respondían a costes medios estimados durante la vida útil de la instalación. En particular señalaban que la operación de esta interconexión, trascurridos los 25 años desde su entrada en explotación, «*estará limitada al estado de las estaciones convertoras y su necesaria renovación y adecuación de los costes de mantenimiento y operación.*». A este respecto se remite a lo ya expuesto en el apartado 6.4.4 y al criterio justificativo en el desarrollado.

Finalmente, cabe señalar que REE puso de manifiesto en su escrito de 30 de septiembre de 2022, que ciertos componentes de OPEX del proyecto de la interconexión podrían tener en ocasiones diferente tratamiento regulatorio en Francia respecto a España, en concreto en lo que se refiere a grandes actuaciones correctivas y renovaciones.

## 8. CÁLCULO DEL REPARTO DE COSTES SEGÚN EL NUEVO PRESUPUESTO DEL PROYECTO Y LA DECISIÓN CONJUNTA DE LOS REGULADORES DE FEBRERO DE 2023

La tabla siguiente muestra el reparto de la financiación del proyecto, de acuerdo con los términos de la Decisión Conjunta de la CNMC y CRE de 2 de marzo de 2023 y con el presupuesto remitido por REE y RTE el 1 de febrero de 2023 de 3.100 M€.

**Tabla 8: Distribución costes transfronterizos (actualizada 2023)**

Presupuesto proyecto con sobrecostes (M€)	3.100	
	ESP	FRA
Actualización costes presupuesto inicial de 1750 M€ a 2390 M€ (Coef reparto 50%/50%)	1.195	1.195
Sobrecostes adicionales (M€) hasta el valor de 2.700 M€ (coef reparto 62,5%/37.5%)	194	116

Presupuesto proyecto con sobrecostos (M€)	3.100	
	ESP	FRA
Reparto sobrecoste adicional (M€) hasta alcanzar los 3.100 M€ de inversión (coef reparto 50%/50%)	200	200
Subvenciones CEF (coef reparto 62,5%/37.5%)	228	350
<b>Aportación de cada país (M€)</b>	<b>1.361</b>	<b>1.161</b>

De esta forma, corresponde a España financiar 1.361 M€, que en términos globales supone la financiación del 54% de la infraestructura.

## 9. CONSIDERACIONES SOBRE LA MODIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA RESOLUCIÓN DE SINGULARIDAD

### 9.1. Sobre la consideración del Proyecto de la Interconexión entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya como un proyecto planificado

Tal y como se ha reflejado con anterioridad y el propio REE expone en su solicitud de revisión de parámetros, el proyecto de la interconexión entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya ha sufrido un importante cambio de alcance, al tiempo que el calendario de ejecución del proyecto y su entrada en explotación se han visto retrasados, excediendo el horizonte de Planificación 2021-2026.

A este respecto, cabe señalar que el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en su apartado 1, establece que: *«Únicamente tendrá carácter vinculante la planificación de la red de transporte con las características técnicas que en la misma se definen»*.

De igual forma, en el apartado 6 del mismo artículo, recoge que: *«el documento de planificación podrá incluir un anexo, de carácter no vinculante, con aquellas instalaciones de la red de transporte que se estime necesario poner en servicio durante los años posteriores al horizonte de la planificación. La inclusión de una instalación en este anexo servirá solamente a los efectos de iniciar los trámites administrativos pertinentes de la referida instalación. Antes de dictar las resoluciones que corresponda podrá acordarse la suspensión en los procedimientos administrativos relativos a las instalaciones objeto de este apartado hasta la inclusión de las mismas en la planificación eléctrica vinculante. El contenido del citado anexo podrá ser modificado bajo los mismos supuestos contemplados en el apartado 4 de este artículo y atendiendo a los procedimientos allí previstos.»*

Asimismo, el artículo 35 de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre establece que en último párrafo del apartado 2: «...//... *el reconocimiento de la retribución de las nuevas instalaciones de transporte será requisito indispensable que hayan sido incluidas en la planificación a la que se refiere el artículo 4 de esta ley ...//...*»

Por todo lo anterior, cabe considerar que la caracterización como “*instalaciones planificadas*” en el caso del Proyecto de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya, cumple en sí misma con lo dispuesto en la normativa anteriormente expuesta, dado que se encontraba incluida en la “*Planificación de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2015-2020*”, aprobada por Acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 16 de octubre de 2015 y se encuentra incluida en el vigente documento de planificación para el horizonte 2026<sup>45</sup>.

No obstante, el alcance presentado en la solicitud de Modificación de parámetros solicitada por REE en su escrito de 30 de septiembre de 2022, no es coincidente con la configuración/alcance original incluida en la planificación vigente, aunque REE, en calidad de gestor de la red de transporte de electricidad y transportista único, manifiesta haber mantenido los requerimientos mínimos básicos de diseño, configuración y dotación de equipos, incluidos en la Planificación, en los Informes de configuración del Operador del Sistema y en los Procedimientos de Operación vigentes. Por todo ello, con carácter previo a su puesta en servicio, dicho nuevo alcance deberá incorporarse dentro de las modificaciones que se hagan de la citada Planificación.

Por todo lo expuesto, resulta necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones en la Planificación:

- Inclusión expresa del proyecto en la configuración técnica, a través de la correspondiente modificación de aspectos puntuales del documento de planificación según lo establecido en el artículo 4.4. párrafo segundo letra c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, o documento del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte que lo sustituya.
- Inclusión de dicho proyecto dentro del “Anexo de instalaciones no vinculantes” al que hace referencia el citado apartado 6 del referido artículo 4 de la LSE, en caso de que se tratase de una modificación de aspectos puntuales de la planificación vigente, dicho proyecto deberá incluirse dentro del “Anexo de instalaciones no vinculantes” al que hace referencia el citado apartado 6 del referido artículo 4 de la LSE, ya que la

---

<sup>45</sup> Aprobada por Acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 22 de marzo de 2022.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

previsión de su puesta en servicio se prevé más allá del horizonte de planificación.

- Inclusión prioritaria dentro de las actuaciones vinculantes en caso de que se desarrollara la nueva Planificación del horizonte 2024-2029 prevista en la “*Medida 28. Modernización del marco de planificación de la red de transporte*”, del Plan +SE (Plan Más Seguridad Energética)<sup>46</sup>.

## 9.2. Sobre el nuevo valor estimado de inversión para el proyecto de la Interconexión.

Tomando en consideración el presupuesto de 2.850 M€ (sin tener en cuenta la provisión de riesgos de 250 M€<sup>47</sup>), comunicado por los TSOs el 1 de febrero de 2023, y el reparto de financiación previsto en la Decisión Conjunta de fecha 2 de marzo de 2023 firmada por los reguladores español y francés sobre el reparto transfronterizo de los costes del proyecto de la interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya (según se indica en el apartado 8 de esta memoria), corresponde a España financiar 1.236 M€ de la inversión total del proyecto (sin tener en cuenta la provisión de riesgos).

Como se ha expuesto con anterioridad, el documento vigente de Planificación de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2021-2026, contempla dentro de su escenario económico el impacto de este proyecto y su considerable inversión, cifrándola en 934,3 M€<sup>48</sup>. Dicho importe sería el valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema que ampara el documento de planificación vigente. Dicho valor corresponde a 861,25 M€, una vez descontado el factor de retardo retributivo de la inversión de la citada instalación, establecido en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la CNMC<sup>49</sup>.

---

<sup>46</sup> [Plan +SE \(Plan Más Seguridad Energética\)](#). Plan de medidas de rápido impacto dirigidas al invierno 2022/2023 junto con medidas que contribuyen a un refuerzo estructural de la seguridad energética, trazado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico trazado como respuesta al incremento en las tensiones geopolíticas y en los mercados energéticos, para aportar más seguridad frente a los precios de la energía a los hogares y al conjunto de la economía española, y contribuir a incrementar la seguridad de suministro de la Unión Europea.

<sup>47</sup> En el escrito de fecha 1 de febrero de 2023 remitido por RTE y REE, se expone que la evolución de la partida de inversión se ve incrementada hasta 2.850 M€ y 250 M€ adicionales de contingencias (3.100 M€ con un nivel bajo de contingencias).

<sup>48</sup> La planificación establece como valor de inversión (CAPEX) para el proyecto de 934.328.001 €. Dicho importe que incluye la afección del factor de retardo a la inversión FRR1 1,08485698 (definida en el correspondiente al periodo regulatorio 2021-2026 TRF 5,58%) y correspondientes a la inversión que ha de ser soportada por el sistema eléctrico español. Descontando el retardo retributivo la inversión planificada para dichos proyectos es de 861.245.324 €.

<sup>49</sup> Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de

Tal y como establece el artículo 4 de la Ley 24/2013, *“La planificación eléctrica tendrá por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía a largo plazo, así como definir las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, todo ello bajo los principios de transparencia y de mínimo coste para el conjunto del sistema.”* Asimismo, establece el mencionado artículo que la planificación *“se llevará a cabo sujetándose al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico previsto en el artículo 14”*. Por ello, sin perjuicio del carácter vinculante que tiene la planificación desde el punto de vista de las características técnicas de las infraestructuras que en la misma se definen, la decisión en la que se basa la inclusión, o no, de una instalación en la planificación incluye de forma principal un componente económico, que hace que, en su conjunto, la actividad resulte sostenible económicamente. En este sentido, la Ley 24/2013 destaca en el preámbulo la importancia de este juicio económico a la hora de definir la planificación: *“En relación con la planificación eléctrica se mantiene el carácter vinculante de la planificación de la red de transporte, incorporando herramientas para alinear el nivel de inversiones a la situación del ciclo económico y a los principios de sostenibilidad económica.”*

Por otra parte, tal y como se ha dicho en el apartado 3, en cuanto a la financiación de los proyectos de interconexión, el artículo 19 del Reglamento (UE) 2019/943, en su apartado 2, establece, entre los usos prioritarios que se puede dar a los ingresos procedentes de las rentas de congestión *“cubrir los costes derivados de las inversiones en la red pertinentes para reducir la congestión de los interconectores”*. Asimismo, establece el mencionado artículo que *“Los ingresos restantes [una vez hayan sido empleados en el cálculo de las tarifas de acceso a las redes] se depositarán en una cuenta interna separada hasta el momento en que puedan invertirse con los fines especificados”*.

A este respecto, ACER señala en su informe de supervisión sobre el uso de las rentas de congestión<sup>50</sup> la importancia de cumplir debidamente con los objetivos prioritarios que se le deben dar a estos ingresos previstos en el Reglamento (UE) 2019/943, antes de destinarlas a la reducción de los peajes.

Por todo ello, se considera que, con el fin de reducir el impacto que los costes del proyecto tendrían sobre los peajes de acceso y, en aplicación del mencionado reglamento, se deben contemplar los ingresos necesarios procedentes de las rentas de congestión, que puedan aflorar durante los

---

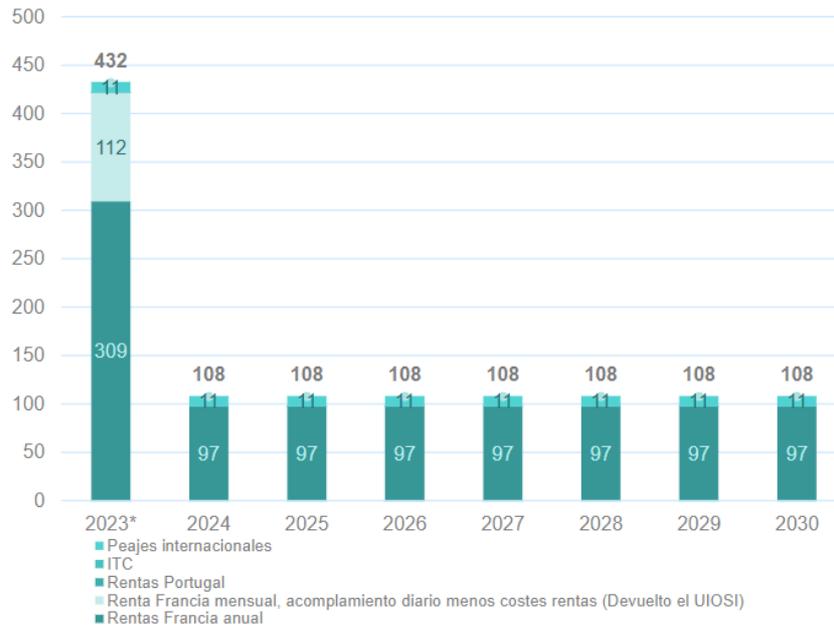
energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

<sup>50</sup>[https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_Congestion\\_Income\\_Monitoring\\_Report\\_2021.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Congestion_Income_Monitoring_Report_2021.pdf)

próximos 5 años antes de la puesta en marcha prevista de la instalación en 2028.

En la ilustración siguiente se muestra la evolución de los ingresos previstos por rentas de congestión por REE desde 2023 hasta 2030, fecha en que se empezará a remunerar el proyecto:

**Ilustración 4: Estimación de rentas de congestión por concepto (M€)**



Fuente: REE

Nota: La estimación de rentas 2023 con Francia se ha realizado en base al resultado de la subasta anual para 2023 ya celebrada y considerando que los ingresos de las subastas mensuales y del acoplamiento diario se destinan cuando resulta aplicable, a financiar el mecanismo de ajuste previsto en el Real Decreto-ley 10/2022. Para el periodo 2024-2030, los ingresos estimados coinciden los ingresos medios procedentes de las rentas de congestión en el periodo 2016-2021 (108M€ al año).

A este respecto, cabe señalar que, por ejemplo, si se descontara de la inversión del proyecto una cuantía de unos 500 M€ (equivalente a contemplar unos 100 M€ anuales procedentes de los ingresos de las rentas de congestión multiplicado por 5 años), supondría una reducción de la retribución de la inversión de 283 M€, estimados como el valor actual neto del ahorro de la amortización del impacto del factor de retardo y del ahorro de la retribución financiera asociado a esa cuantía.

**Tabla : Estimación de ahorros para el consumidor por destinar una cantidad de 500M€ de las rentas de congestión a la financiación del proyecto frente al reconocimiento retributivo de estos 500 M€ como cualquier inversión del transporte**

M€	Valor actual Neto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040	2050	2060	2069

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

M€	Valor actual Neto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040	2050	2060	2069
<b>Rentas congestión</b>	-473	-100	-100	-100	-100	-100							
<b>Retribución Amortización de 500M€*FRR</b>	331								14	14	14	14	14
<b>Retribución Financiera de 500 M€*FRR</b>	424								30	23	15	8	1
<b>Total ahorro Consumidor</b>	<b>283</b>	<b>-100</b>	<b>-100</b>	<b>-100</b>	<b>-100</b>	<b>-100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>44</b>	<b>36</b>	<b>29</b>	<b>21</b>	<b>14</b>

Nota: El valor actual neto se ha calculado con una inflación del 1,9% hasta el fin de la vida útil, de acuerdo con las estimaciones del Banco de España para el año 2024. Factor de Retardo utilizado FRR 1,085. Vida útil del proyecto de 40 años. Fecha de puesta en marcha 2028. Se han considerado 100 M€ anuales procedentes de las rentas de congestión desde 2023 a 2027 con destino a la financiación del proyecto.

Por todo ello, con el fin de asegurar la sostenibilidad económica del sistema, se considera necesario limitar el reconocimiento retributivo de la inversión con cargo a peajes a aquella cantidad que fue contemplada en la planificación eléctrica vigente, teniendo en cuenta los siguientes términos:

- Se establece como mejor estimación económica del valor de inversión del proyecto considerado con carácter singular  $V_{Resolución Singularidad}$ , la cantidad de 1.463.750.000 €, sin considerar la provisión de riesgos.
- El valor de inversión con derecho a reconocimiento por parte del sistema no podrá ser superior a 1,25 veces la cantidad resultante del valor de inversión de la resolución de singularidad de 1.463.750.000 €, una vez deducida la ayuda financiera correspondiente a España del total concedido dentro de la convocatoria CEF-2017 así como cualquier otra ayuda que pudiera recibir el proyecto.

Tal y como se indica el artículo 9 de la Circular 5/2019, dado que, en este caso, el 10% de la subvención de organismos de la Unión Europea indicada en el antecedente tercero supera la cuantía de 10M€, REE podrá retener 10 M€ del total de la subvención que le correspondería a España.

- El valor máximo de inversión con derecho a retribución a cargo de peajes  $V_{II}$  será 861.245.324 € tal como está previsto en la planificación vigente en el momento de aprobación de esta resolución, multiplicado por el factor de retardo retributivo de la inversión de la citada instalación, calculado en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la CNMC<sup>51</sup>, o norma que la sustituya, para el periodo regulatorio 2026-2031.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

- d) Una vez se disponga del valor real del proyecto que se derive de la correspondiente auditoría de inversión  $VI^{real}$ , se le sumará a este valor la mitad de la diferencia entre  $VI^{Resolución\ Singularidad}$  y  $VI^{real}$ , según lo establecido en el artículo 9.9 de la Circular 5/2019. A la cantidad que resulte, se le deberán descontar las ayudas públicas que pueda obtener el proyecto, así como los importes de las rentas de congestión necesarias, para que el valor de inversión con derecho a retribución a cargo de peajes coincida con el valor recogido en la planificación eléctrica vigente de 861.245.324 €.
- e) La senda de uso de las rentas de congestión que se destine a la financiación del proyecto se establecerá anualmente en la resolución de peajes. De igual forma, en el caso de que las rentas recaudadas sean mayores que la cuantía prevista en el apartado d anterior, el importe excedentario se incorporará<sup>52</sup> en el cálculo de los peajes de acceso<sup>53</sup>. En el caso de que sean inferiores, la diferencia se financiará con cargo a las rentas de congestión de los años siguientes.

### 9.3. Sobre el nuevo valor estimado para la Operación y mantenimiento base de la Interconexión

En lo que se refiere a la revisión de la previsión económica de operación y mantenimiento para dar cobertura a la renovación de las estaciones convertoras a partir de los 25 años de la entrada en explotación de la interconexión, cabe señalar que no se considera oportuno pues la vida útil del proyecto considera la vida media y no la de las distintas partes que lo constituyen. En este sentido, atendiendo a lo expuesto en el apartado 6.4.4 del presente informe, la consideración técnica y económica realizada por la CNMC de esta interconexión se ha llevado a cabo teniendo en cuenta el carácter singular del conjunto de actuaciones sobre las que se solicita dicho reconocimiento, así como desde una perspectiva global como proyecto. El hecho de que un componente deba ser atendido, queda garantizado a través de la metodología retributiva y los mecanismos en ella considerados para incentivar y retribuir adecuadamente la extensión de la vida útil de las instalaciones.

---

<sup>51</sup> Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

<sup>52</sup> Conforme establece la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, en su artículo 5, apartado 3.a).

<sup>53</sup> A través de los peajes se retribuye, de forma agregada, las inversiones en la red de transporte.

Respecto a los cánones anuales por afección al Dominio Público Marítimo Terrestre, atendiendo a lo expuesto en el apartado 6.4.5, pasan a actualizar su valor a 4.440.000 €/año. De esta forma, el valor del **canon definitivo como consecuencia de la ocupación del “Dominio Público Marítimo Terrestre”** del proyecto, deberá ser tratado como un “pass-through” desde el momento en que dicha instalación empiece a ser *retribuida*, **no pudiendo superar** la cuantía resultante de **multiplicar por 1,25 la cantidad de 4.440.000 €/año**.

La retribución anual por operación y mantenimiento a reconocer para dicha actuación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9.10 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, en ningún caso podrá superar el 25% de la estimación de retribución por operación y mantenimiento de la resolución de singularidad.

En este sentido, considerando los acuerdos establecidos en la Decisión conjunta CNMC-CRE de fecha 2 de marzo de 2023<sup>54</sup> así como la actualización de la estimación comunicada por REE en marzo de 2023, se toma como **mejor estimación** económica del valor de los **costes por operación y mantenimiento anuales** de la actuación considerada con carácter singular, la cantidad de **4.668.000<sup>55</sup> €/año**.

En consecuencia, según el artículo 9 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, se establece como **valor máximo de retribución anual por operación y mantenimiento** para la actuación a las que hace referencia en la consideración tercera, la cuantía resultante de multiplicar 1,25 veces la cantidad de **4.668.000 €/año**, lo que asciende a **5.835.000 €/año**.

#### **9.4. Sobre la modificación de la vida útil de la instalación singular.**

La Resolución de singularidad de fecha 24 de mayo de 2019 fijó una vida útil regulatoria de 40 años para el conjunto de las inversiones realizadas para la interconexión.

Si bien el escrito de 30 de septiembre de 2022 solicita el reconocimiento individualizado de la vida útil desglosado por tipologías, de forma que se reconozca una vida útil de 40 años en el caso de los cables, submarinos y subterráneos y de 25 años en el caso de las estaciones convertoras, es preciso señalar que la consideración sobre la que se fijó la vida regulatoria para

---

<sup>54</sup> Antecedentes de hecho. – Apartado Séptimo.

<sup>55</sup> Resultante del reparto al 40% con cargo al sistema español de los 10,920M€/año, previstos como OPEX total del proyecto de la interconexión a los que se incluyen la O&M de la “*ampliación de la subestación existente de Gatica 400 kV y los cables de AC conexión hasta la estación convertora de Gatica*” (0,3 M€/año, valorados a costes unitarios). Tomando como referencia los costes previstos por REE su escrito de alegaciones de 30 de marzo de 2023.

Memoria de la Resolución de la modificación de los parámetros de la Resolución de singularidad de la Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

el conjunto de instalaciones del proyecto, no se ha visto modificada por las argumentaciones expuestas en el referido escrito de 30 de septiembre de 2022 y que resultan similares a las manifestadas por REE con motivo de la referida resolución de 2019.

Por todo ello, atendiendo a lo dispuesto en el artículo 9.7 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, se considera que no procede revisar dicho parámetro y se considera que debe mantenerse fijado en 40 años para el conjunto de las instalaciones englobadas en el proyecto de la interconexión.