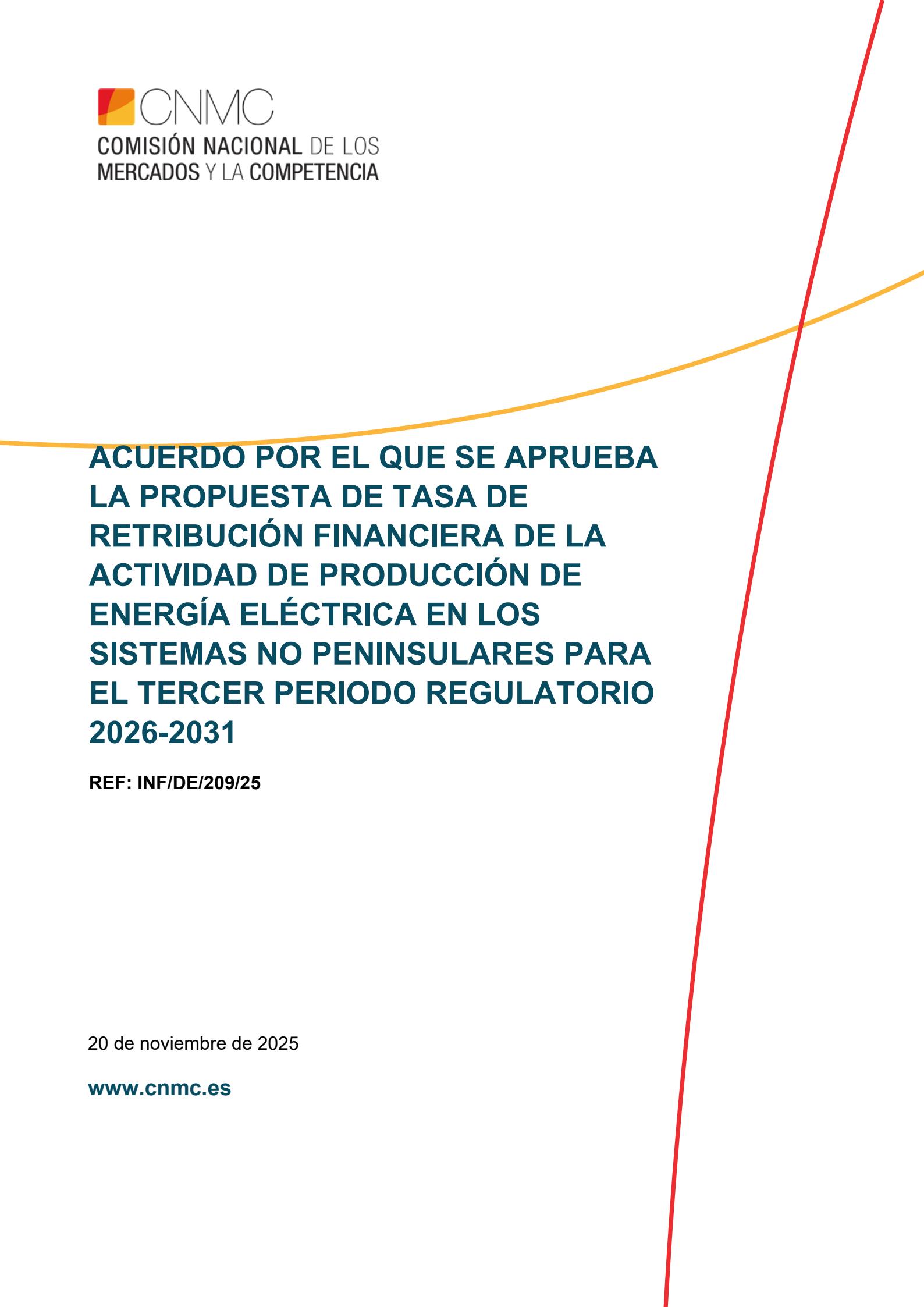




COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



A decorative graphic element is present on the right side of the page. It features a thick red diagonal line that slopes upwards from bottom-left to top-right. A thin yellow horizontal line runs across the page, intersecting the red line. The background of the page is white.

# **ACUERDO POR EL QUE SE APRUEBA LA PROPUESTA DE TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS NO PENINSULARES PARA EL TERCER PERÍODO REGULATORIO 2026-2031**

**REF: INF/DE/209/25**

20 de noviembre de 2025

**[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)**

**ACUERDO POR EL QUE SE APRUEBA LA PROPUESTA DE  
TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LA ACTIVIDAD DE  
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS NO  
PENINSULARES PARA EL TERCER PERÍODO REGULATORIO  
2026-2031**

(INF/DE/209/25)

**CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidente**

D. Ángel García Castillejo

**Consejeros**

D. Josep Maria Salas Prat  
D. Carlos Aguilar Paredes  
Dª. María Jesús Martín Martínez  
D. Enrique Monasterio Beñaran

**Secretario**

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Barcelona, a 20 de noviembre de 2025

En el ejercicio de la función consultiva establecida en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y considerando lo establecido en el artículo 28 del Real Decreto 738/2015 de 31 de julio, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda aprobar la siguiente propuesta de tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares, para el tercer periodo regulatorio 2026-2031 y remitirla al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

## TABLA DE CONTENIDO

1. Objeto.....	4
2. Antecedentes y fundamentos jurídicos .....	4
3. Empresas que realizan la actividad de producción de energía eléctrica en sistemas no peninsulares.....	8
3.1. ENDESA GENERACIÓN, S.A.U.....	8
3.2. GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (GESÁ) .....	9
3.3. UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (UNELCO).....	9
4. Marco retributivo de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos no peninsulares.....	10
5. Retribución de la actividad de generación eléctrica en sistemas aislados de otros países de Europa Occidental.....	13
6. Consideraciones de las empresas sobre la tasa de retribución de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares .....	16
7. Propuesta de tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos no peninsulares .....	18
8. Propuesta numérica de tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares para el tercer periodo regulatorio 2026-2031.....	22
Acuerda .....	23

## 1. OBJETO

El objeto del presente informe es proponer una tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares para el tercer período regulatorio, comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2031.

El artículo 27 de Real Decreto 738/2015 establece que la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares se debe calcular como la media del bono español a 10 años durante los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del período regulatorio, incrementada en un diferencial.

La presente propuesta permite obtener un valor numérico del diferencial de la tasa de retribución financiera de esta actividad para el tercer período regulatorio, con datos a 31 de diciembre de 2023, sobre la base de las cotizaciones de referencia de los bonos del Estado a 10 años.

## 2. ANTECEDENTES Y FUNDAMENTOS JURÍDICOS

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, *del Sector Eléctrico*, establece en su artículo 14, apartado 4, sobre “*Retribución de las actividades*”:

*“4. Los parámetros de retribución de las actividades de transporte, distribución, producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico y producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por períodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años.*

*Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del período regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el período regulatorio siguiente.*

*En la citada revisión para las actividades de transporte, distribución, y producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional podrá modificarse la tasa de retribución aplicable a dichas actividades que se fijará legalmente.*

*(...)*”

Por su parte, la Disposición adicional décima de la Ley 24/2013, indica que:

*“1. A los efectos previstos en el apartado 4 del artículo 14 de esta ley, y con independencia de la fecha de inicio en cada una de las actividades, el primer periodo regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2019. A partir del 1 de enero de 2020 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva”.*

(...)

*4. Para las actividades de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares el primer periodo regulatorio se iniciará desde que resulte de aplicación el real decreto que desarrolle la revisión de su marco retributivo.*

(...)

*En este primer periodo regulatorio, la tasa de retribución para el cálculo de la retribución financiera de la inversión de cada grupo con régimen retributivo adicional será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos”.*

De esta forma, puesto que el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, *por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*, entró en vigor en fecha 14 de julio de 2013, se tomaron los valores correspondientes a los meses de abril (4,59%), mayo (4,25%) y junio (4,67%) de 2013 para el cómputo de la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años. En consecuencia, la tasa de retribución financiera de la actividad de generación en los sistemas eléctricos no peninsulares, quedó fijada, al igual que para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en un 6,503% hasta el 31 de diciembre de 2019, fecha en que terminó el primer periodo regulatorio.

Esto se estableció explícitamente en la Disposición Adicional Primera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio:

*“2. La tasa de retribución financiera a aplicar a todas las instalaciones de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares categoría A que tengan retribución por inversión durante el primer periodo regulatorio, se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años de los meses de abril,*

*mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos, de conformidad con la disposición adicional décima.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, quedando fijada en 650,3 puntos básicos”.*

*El Real Decreto 738/2015 también estableció, en el punto 3 de su artículo 27, que “la tasa de retribución financiera anual,  $T_{RN}$ , se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones mensuales en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio, incrementada en un diferencial que se calculará de acuerdo con lo previsto en el siguiente artículo y estará vigente durante todo el periodo regulatorio”.*

Por otro lado, el artículo 28 del citado Real Decreto 738/2015 establece que:

*“La tasa de retribución financiera podrá modificarse antes del inicio de cada periodo regulatorio de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y según el procedimiento establecido en este artículo.*

*Para el cálculo del diferencial, antes del 1 de enero del último año del periodo regulatorio correspondiente, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial en el periodo regulatorio siguiente.*

*Para fijar este valor, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá recabar informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que deberá emitirse antes del 1 de julio del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, así como contratar los servicios de una entidad especializada.*

*Asimismo, y antes del 1 de marzo del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, los interesados podrán remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de forma detallada y motivada una propuesta que deberá incluir una cuantificación numérica del resultado de la misma con los datos conocidos en ese momento, indicando qué información es estimada o supuesta y cuál se deriva de datos reales auditados de la empresa proponente o del sector.”*

Sobre la revisión de la tasa de retribución financiera, el punto 2 del mismo artículo establece que “*para la determinación de la propuesta del valor que tomará el diferencial se atenderá a los siguientes criterios:*

- a) *Retribución adecuada para una actividad de bajo riesgo considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española.*
- b) *Coste de financiación de las empresas de producción de energía eléctrica de nuestro entorno con regímenes retributivos regulados, basados en el reconocimiento de una retribución financiera a la inversión y unos gastos operativos de empresas eficientes y bien gestionadas”.*

Finalmente, el Real Decreto 738/2015 establece en su artículo 28.2 que “*en ningún caso, la propuesta de variación de la tasa de retribución financiera empleada entre dos años consecutivos podrá ser superior en valor absoluto a 50 puntos básicos. En el caso de que resultara una variación superior, la propuesta de cambio del valor de la tasa de retribución se efectuará en el número de años que resulte necesario a fin de no superar dicho límite*”.

En relación con la tasa del segundo período regulatorio, con fecha 4 de julio de 2018 tuvo entrada el registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, escrito de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica, por el que le solicitaba a la CNMC la emisión del informe previsto en el artículo 28.1 del Real Decreto 738/2015, de 1 de agosto. Con fecha 30 de octubre de 2018 la CNMC emitió el “Acuerdo por el que se aprueba la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares para el segundo período regulatorio 2020-2025” (INF/DE/119/18). Este informe establecía que la tasa debería ser la misma que la propuesta por esta Comisión para las actividades de redes de energía eléctrica para el segundo período regulatorio, es decir, un 5,58%.

El Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación, fijó la tasa de retribución financiera a aplicar a todas las instalaciones de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el segundo período regulatorio en el mismo valor propuesto por la CNMC, es decir, en el 5,58 %.

Con respecto a la tasa aplicable al tercer período regulatorio, podían remitirse propuestas de los interesados antes del 1 de marzo de 2024. Cabe indicar que ENDESA remitió una propuesta al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con fecha 29 de febrero de 2024.

Finalmente, con fecha 29 de agosto de 2025, ha tenido entrada en el registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia escrito de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica por el que le solicita a la CNMC la emisión del informe previsto en el artículo 28.1 del Real Decreto 738/2015, de 1 de agosto para establecer la tasa de retribución financiera de los sistemas eléctricos no peninsulares para el tercer período regulatorio.

### **3. EMPRESAS QUE REALIZAN LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS NO PENINSULARES**

ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. opera directamente en los sistemas eléctricos no peninsulares de Ceuta y Melilla. Además, opera indirectamente, a través de sus filiales GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (GESÁ) y UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (UNELCO), en las Islas Baleares y en las Islas Canarias, respectivamente.

Ambas filiales se dedican en exclusiva a la generación eléctrica en estos archipiélagos desde que fueron creadas en 1998. ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., por su parte, se dedica asimismo a la actividad de producción de energía eléctrica en la Península, y la actividad en Ceuta y Melilla representa solo una parte marginal de sus ingresos.

#### **3.1. ENDESA GENERACIÓN, S.A.U.**

ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. es una sociedad constituida en 1999 y tiene como objeto social el desarrollo de actividades de generación de energía eléctrica.

La sociedad desarrolla las actividades de su objeto social, bien directamente o mediante la participación en otras sociedades.

ENDESA, S.A. posee el 100% del capital social de ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. A su vez, ENDESA, S.A. está controlada por ENEL, S.p.A. a través de su

filial 100% participada, ENEL IBERIA, S.L.U., que posee un 70,1% del capital de ENDESA, S.A.

### **3.2. GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (GESÁ)**

GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (GESÁ) es una sociedad constituida en 1998, con el nombre GAS Y ELECTRICIDAD II, S.A. En 2001, cambió su denominación social por la actual. Su objeto social es el desarrollo de actividades de generación de energía eléctrica. Su ámbito geográfico son las islas Baleares.

Se trata de una sociedad que pertenece al Grupo Endesa, al poseer ENDESA, S.A. indirectamente, a través de ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., el 100% de su capital social.

En el año 1998, ENDESA, S.A. inició un proceso de reordenación y consolidación societaria para adecuar la estructura del Grupo a los cambios que el sector eléctrico español exigía con la publicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, *del Sector Eléctrico*. Como consecuencia de lo anterior, la sociedad GESA es el resultado de la aportación de activos, pasivos y recursos correspondiente a la actividad de generación insular de las antiguas filiales de ENDESA, S.A., GAS Y ELECTRICIDAD, S.A. y, posteriormente, GAS Y ELECTRICIDAD II, S.A.

### **3.3. UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (UNELCO)**

UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (UNELCO) es una sociedad que fue constituida en 1998, con el nombre UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS II, S.A. y cambió su denominación social por la actual en 2001. Tiene como objeto social el desarrollo de actividades de generación de energía eléctrica, bien directamente o mediante la participación en otras sociedades.

La sociedad pertenece al Grupo Endesa, al poseer ENDESA, S.A. indirectamente a través de ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. el 100% de su capital social.

UNELCO es el resultado de la aportación de activos, pasivos y recursos correspondiente a la actividad de generación insular de las antiguas filiales de ENDESA, S.A. (UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS, S.A. y, posteriormente, UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS II, S.A.).

## 4. MARCO RETRIBUTIVO DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS NO PENINSULARES

La actividad de generación de energía eléctrica que se desarrolla en los sistemas eléctricos no peninsulares (SENP) es objeto de una regulación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, por su carácter aislado, y su remuneración es regulada, a diferencia de la generación en el sistema peninsular.

La regulación fue establecida inicialmente mediante el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre y las Órdenes Ministeriales de fecha 30 de marzo de 2006 que desarrollaban el citado Real Decreto.

El Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, *de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad*, modificó determinados aspectos concretos de los costes reconocidos, con aplicación desde el 1 de enero de 2012.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, *del Sector Eléctrico*, estableció los siguientes principios para determinar la retribución adicional para cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía desarrollada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (artículo 14.6):

*“a) Se tendrán en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas eléctricos asociados a su ubicación territorial y, en su caso, a su carácter aislado.*

*b) Para la determinación de los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica se considerará una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada.*

*c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado”.*

Adicionalmente, conforme a la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, desde el 1 de enero de 2014, el 50% de los extracostes derivados de

la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares son financiados en parte con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Por su parte, el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*, desarrolla los principios generales de la retribución a aplicar a la actividad de producción en los sistemas no peninsulares. En su artículo 2, este Real Decreto distingue dos tipos de instalaciones:

- Instalaciones categoría A, donde se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 kW.
- Instalaciones categoría B, que incluyen las instalaciones de generación no incluidas en la categoría anterior que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 kW.

Al tratarse de instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, el régimen económico de las instalaciones pertenecientes a la categoría B con derecho a percibir el régimen retributivo específico se rige por lo establecido en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos* (RECORE). Adicionalmente, dichas instalaciones percibirán el producto del precio horario de venta de la energía en el despacho del sistema aislado, definido en el Anexo I del Real Decreto 738/2015, multiplicado por la energía vendida cada hora, medida en barras de central, y recibirán, en su caso, las contraprestaciones económicas que se establezcan por su participación en los servicios de ajuste.

Por su parte, el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece, para las instalaciones categoría A, un esquema de retribución compuesto por una retribución por costes fijos, que contempla los costes de inversión (amortización y retribución financiera) y operación y mantenimiento de naturaleza fija (costes de personal, mantenimiento y conservación, seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, otros gastos de explotación, etc.) y por costes variables,

para retribuir los combustibles, los costes variables de operación y mantenimiento y los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, contemplando también, dentro de los costes de estos sistemas, entre otros, los tributos que se derivan de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, *de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*.

Los aspectos más relevantes del régimen retributivo adicional que pueden percibir las instalaciones de categoría A que realizan la actividad de generación en los SENP son los siguientes:

1. La retribución por costes fijos contempla la retribución de los costes de inversión, así como una retribución de costes y operación y mantenimiento de naturaleza fija<sup>1</sup>.

La anualidad de la retribución por inversión se compone de la retribución por amortización (obtenida a partir del valor de la inversión reconocida de cada grupo y de su vida útil) y la retribución financiera (que se calcula cada año a partir del valor neto de la inversión y la tasa de retribución financiera). El valor de la inversión reconocida se calcula mediante comparación del valor auditado con el valor estándar de la inversión, el cual se obtiene multiplicando los valores unitarios de referencia, establecidos en función de su tecnología y potencia, por la potencia neta del grupo.

Por su parte, la anualidad de la retribución por costes fijos de operación y mantenimiento se calcula, para cada grupo de generación, como el producto de los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación tipo por la potencia neta de dicho grupo y, en su caso, por los factores de corrección a aplicar en aquellos grupos que estén ubicados en la misma central de producción. Se establece que la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de los grupos que presenten indisponibilidades totales, tanto programadas como fortuitas, en un año superiores al 30% de las horas, será nula para ese año.

2. La retribución por costes variables de generación se calcula teniendo en cuenta los valores unitarios vigentes y comprende la retribución por el coste de adquisición de combustible, la retribución por costes variables no

---

<sup>1</sup> Costes de personal, mantenimiento y conservación, seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación.

asociados al combustible (operación y mantenimiento, arranques, etc.) y la retribución por costes de los derechos de emisión.

Asimismo, se requiere a las empresas generadoras información periódica sobre el funcionamiento de estos sistemas y sus costes, a través de auditorías anuales de costes, etc.

Por lo tanto, en lo relativo a la recuperación de la inversión, las centrales de generación reciben una anualidad que tiene en cuenta tanto la amortización de las instalaciones como la retribución financiera, siendo por lo tanto el esquema retributivo de recuperación de las inversiones regulado, y en este sentido asimilable al de la recuperación de las inversiones de otras actividades reguladas como las redes de energía eléctrica.

## 5. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN SISTEMAS AISLADOS DE OTROS PAÍSES DE EUROPA OCCIDENTAL

Como se ha indicado inicialmente, el artículo 28.2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que, para la propuesta de valor que tomará el diferencial de la tasa de retribución financiera a aplicar a la actividad de generación eléctrica en los territorios no peninsulares, deberá tenerse en cuenta el coste de financiación de las empresas de producción de energía eléctrica de nuestro entorno con regímenes retributivos regulados.

Con este fin, se ha analizado la regulación existente en otros países europeos que también disponen de sistemas aislados.

En Francia, el Ministerio de Transición Ecológica publicó una norma en 2020, posteriormente modificada en 2025<sup>2</sup>, que estableció una metodología para el cálculo de la tasa de retribución para las nuevas inversiones en sus islas.

Esta tasa, según la modificación de 2025, se construye con la suma de las siguientes primas:

---

<sup>2</sup> Arrêté du 6 avril 2020 (modificada el 28 de abril de 2025):  
<https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000041794462>

- una prima que representa la tasa media del bono del Estado de los dos trimestres anteriores<sup>3</sup> a la proposición de la CRE y que no puede ser inferior a 50 puntos básicos;
- una prima fija de 300 puntos básicos;
- una prima de 75 ,150, 225 y 300 puntos básicos variable según el territorio. En particular, 75 puntos básicos (grupo 1) aplica a las islas del Poniente (15 pequeñas islas situadas en el canal de la Mancha y en la costa Atlántica del noroeste de Francia); y 150 puntos básicos (grupo 2) en Córcega, así como en otros territorios de ultramar como las islas caribeñas de Martinica y Guadalupe, la isla de la Reunión y el archipiélago de San Pedro y Miquelón.<sup>4</sup>
- una prima máxima de 250 puntos básicos determinada por la CRE en función del análisis de riesgos del proyecto, de su pertinencia ambiental y de su carácter innovador;
- una prima suplementaria aplicable únicamente en el caso de desastres climáticos o telúricos<sup>5</sup>.

Respecto a esta norma, cabe señalar, en primer lugar, que la legislación francesa es diferente de la legislación española, ya que esta última no permite establecer distintas tasas según el territorio, ni tampoco según el tipo de proyecto o en función de que haya habido algún desastre climático. Por otro lado, si se analiza la situación geográfica de las islas francesas, esta difiere mucho de los SENP. No se consideran comparables a los Sistemas No Peninsulares españoles los territorios de ultramar, por estar muy alejados de la Francia metropolitana. Las islas más comparables serían las islas situadas en territorio europeo, es decir, las islas del canal de la Mancha y la isla de Córcega. Si bien las islas del canal de la Mancha tienen un tamaño muy reducido, mientras que la isla de Córcega tiene un tamaño bastante superior al de las islas españolas, además de tener

---

<sup>3</sup> Según un índice mensual (TME) calculado por el Banco de Francia basándose en los bonos del Estado francés a 10 años <https://www.banque-france.fr/fr/publications-et-statistiques/statistiques>

<sup>4</sup> El grupo 3 (225 puntos básicos) incluye los territorios de la Guyana Francesa conectados a la red eléctrica costera, con excepción de las instalaciones conectadas a la subestación “Margot” ubicada en Saint-Laurent-du-Maroni; el grupo 4 (300 puntos básicos) incluye el archipiélago Mayotte, las islas Wallis y Futuna, los territorios de la Guyana Francesa no conectados a la red eléctrica costera y las instalaciones conectadas a la subestación “Margot” ubicada en Saint-Laurent-du-Maroni.

<sup>5</sup> Actualmente únicamente el archipiélago de Mayotte se beneficia de una prima suplementaria de 75 pb hasta el 31/12/2027 debido a un ciclón que sufrió en 2024.

una interconexión parcial con Italia. En estas islas, el diferencial (sin primas de proyecto ni de desastres naturales) respecto al bono del Estado sería de 375 pb en las islas del canal de la Mancha y de 450 pb en Córcega. De todas formas, la normativa publicada por Francia no detalla el cálculo de la obtención de las distintas primas, ni tampoco el informe emitido por la CRE respecto al borrador de norma, por lo que no ha podido analizarse si esos cálculos serían aplicables a los SENP.

Por otro lado, la compañía generadora en Córcega, EDF, es una sociedad que opera a nivel global, por lo que sus estados financieros no reflejan únicamente la actividad de generación de la compañía en territorio no continental, no pudiendo obtenerse el coste de financiación específico de dicha actividad en Córcega.

Con respecto a los archipiélagos portugueses de Madeira y Azores, la generación de energía eléctrica la llevan a cabo las empresas EEM (EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA) y EDA (ELETRICIDADE DOS AÇORES) respectivamente, cuya retribución es regulada. Estas dos empresas tienen una retribución similar a las empresas generadoras españolas de los SENP, en lo relativo a que tienen una tasa de retribución financiera regulada que es la misma que la tasa de retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica en Portugal. Es decir, su tasa de retribución financiera es la misma que la del TSO portugués REN<sup>6</sup>, y su valor fue de 5,23% en 2024<sup>78</sup>.

Por otro lado, las islas griegas pequeñas alejadas de la península (principalmente, aquellas situadas en el mar Egeo), están consideradas también como sistemas aislados y solamente disponen de un único productor, PPC. Su tasa de retribución financiera es regulada y se calcula de manera similar a la tasa de retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica en Grecia, considerando el apalancamiento de la actividad de generación.

Las grandes islas griegas (Creta, Rodas), así como las grandes islas italianas (Sicilia, Cerdeña), tienen un esquema distinto al de la regulación española, en el sentido de que no emplean un esquema de retribución regulada para la recuperación de la inversión, al disponer de mercados eléctricos de generación

---

<sup>6</sup> Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025:

<https://www.erne.pt/media/bjdnrr05/par%C3%A2metros-2022-2025.pdf>

<sup>7</sup> Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços EM 2025:

<https://www.erne.pt/media/xczdo4as/tep-se-2025.pdf>

<sup>8</sup> El valor de la tasa portuguesa se ajusta ex post, por lo que no se conoce en el momento de la elaboración de este documento su valor definitivo para 2025.

con mecanismos de soporte. Por este motivo, no se ha encontrado que tengan establecida una tasa de retorno explícita.

Tampoco resulta comparable con el caso español la retribución existente para la generación en Malta y Chipre, al tratarse de islas que constituyen países independientes.

En el informe aprobado por la CNMC en 2018 en el que se proponía una tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares para el segundo periodo regulatorio (2020-2025) se concluye que los sistemas aislados en países de nuestro entorno más comparables a los SENP españoles que puedan utilizarse como referente, son el sistema portugués y el sistema de las pequeñas islas griegas no interconectadas, que, al igual que sucede en España, tienen una tasa retribución regulada coincidente con la de otras actividades eléctricas reguladas (transporte y distribución). Del análisis realizado, se considera que dicha conclusión se mantiene para el siguiente periodo regulatorio.

## 6. CONSIDERACIONES DE LAS EMPRESAS SOBRE LA TASA DE RETRIBUCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES

ENDESA ha remitido al Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico ciertas consideraciones sobre la propuesta de determinación de la tasa de retribución financiera aplicable a la actividad de generación de energía eléctrica en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares con fecha 29 de febrero de 2024.

En ellas, ENDESA hace hincapié en que la generación en los territorios no peninsulares tiene riesgos adicionales al transporte y distribución eléctricos, que justificarían una tasa para esta actividad entre 120 y 140 puntos básicos superior a la tasa de distribución eléctrica. Los riesgos expuestos por ENDESA son los siguientes:

- a. Riesgo sobre el combustible: se refiere a que las centrales tienen que almacenar combustible que se consume con posterioridad y este combustible se retribuye con el precio del mes en el que se produce la electricidad, no con el precio al que se ha adquirido. Además, indica que el poder calorífico del combustible no es un parámetro 100% controlable, ni el rendimiento de las instalaciones tampoco. Asimismo, ENDESA

menciona también el riesgo geopolítico y el riesgo que conllevan las subastas para el suministro de combustible (de no celebrarse, de no tener éxito..., lo que obligaría a ENDESA a tener que contratar el suministro de combustible por su cuenta).

- b. Riesgo sobre los activos: se trata de riesgos por la complejidad de las autorizaciones, por los aspectos ambientales, por el cierre de instalaciones al final de la vida útil, por la normativa...
- c. Problemática de la potencia de respaldo: las instalaciones de combustibles fósiles desempeñan un papel crítico en la función de respaldo. En estas instalaciones se producen ciertos fallos por problemas de funcionamiento en algunas de ellas, por falta de planificación específica y de detalle y por la imposibilidad de realizar inversiones relevantes desde 2013 por no haberse puesto en marcha el procedimiento de concurrencia competitiva, lo cual ha provocado una obsolescencia tecnológica de las instalaciones. Indican que existe un déficit de capacidad y que, con la transición ecológica, las instalaciones de combustibles fósiles convencionales tendrán previsiblemente un funcionamiento más complejo, con más arranques y paradas.
- d. Riesgo operativo: se refiere a la complejidad de las instalaciones, a riesgos de inflamabilidad del combustible y emisiones, a requisitos medioambientales como reducción del uso de aguas y tratamiento de aguas residuales, reducción de ruidos...
- e. Riesgo de volumen: debido a la posibilidad de que la retribución no cubra el coste de la O&M en un contexto de grandes variaciones interanuales.
- f. Riesgo económico: por ajustes de eficiencias en la revisión de ciertos parámetros retributivos.
- g. Riesgo financiero: por retrasos en las liquidaciones.

Adicionalmente, en su escrito al Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico, ENDESA solicita “que se elimine la limitación a la variación anual de la tasa de retribución en 0,5% en el caso de la generación SENP”.

Tras analizar los riesgos señalados por ENDESA, la CNMC no considera que estos justifiquen un incremento de la tasa de retribución financiera con respecto a la tasa de retribución del transporte y distribución eléctricos. Como se ha explicado en el punto 4, la tasa de retribución financiera se utiliza para el cálculo de la retribución a la inversión, por lo que no está relacionada con el combustible ni con la operación y el mantenimiento, no estando, por lo tanto, afectada por

estos riesgos. Tanto el combustible como la operación y el mantenimiento se retribuyen por otros parámetros.

Si bien la actividad de generación en los territorios no peninsulares es diferente de la actividad de redes de electricidad, la CNMC considera que los riesgos a los que se enfrenta la inversión en ambos tipos de activos son similares, al tratarse en ambos casos de inversiones en actividades reguladas que tienen garantizada una anualidad por retribución a la inversión calculada como la suma de la amortización más la retribución financiera.

Por otro lado, ENDESA ha propuesto la utilización de unos comparadores concretos para el cálculo de la tasa de retribución de los sistemas eléctricos no peninsulares. Sin embargo, tras analizar los comparadores propuestos, la CNMC considera que se trata de empresas cuya actividad principal es la actividad de generación en mercados liberalizados, no en islas donde la retribución de la generación está regulada, por lo que su perfil de riesgo es diferente al de la actividad de generación en los sistemas eléctricos no peninsulares españoles. Por lo tanto, la CNMC sigue considerando que, dado que no se han encontrado comparadores con datos disponibles que realicen la actividad de generación en islas europeas con sistemas de retribución regulados, es más correcto tomar los mismos comparadores empleados en la actividad de redes, ya que el riesgo de la generación en los sistemas no peninsulares es más similar al de las empresas de redes de electricidad que al de las empresas de generación de electricidad en mercados liberalizados.

## 7. PROPUESTA DE TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS NO PENINSULARES

Como consecuencia de lo expuesto anteriormente, a efectos de establecer la tasa de retribución financiera para la actividad de generación en los sistemas eléctricos no peninsulares, han de tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que la actividad de generación en este tipo de sistemas debe ser objeto de una regulación específica, debido a las peculiaridades que presenta respecto al sistema peninsular por su carácter aislado. Concretamente, las empresas generadoras en los sistemas eléctricos no peninsulares disponen de una limitada capacidad para crear economías de escala e incurren en costes

de generación superiores por su mayor dependencia de recursos importados, lo que obliga a que la generación en los SENP tenga una remuneración regulada, a diferencia de la generación en el sistema peninsular.

- El esquema retributivo aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional incluye una retribución por costes fijos, con una tasa de retribución similar a la de otras actividades reguladas, y una retribución por costes variables de generación, que tiene en cuenta el combustible. Se trata por lo tanto de un esquema de retribución de la actividad totalmente regulado, correspondiente a una actividad de bajo riesgo que guarda gran similitud con la de las actividades reguladas de redes de energía eléctrica. A este respecto, cabe resaltar que el preámbulo del Real Decreto 738/2015 indica expresamente que la retribución de la actividad de generación en territorios no peninsulares *“incluirá una retribución por coste fijo con una tasa de retribución similar al del resto de actividades de retribución regulada”*.
  - Tanto las actividades de redes eléctricas como la actividad de generación en los sistemas no peninsulares son consideradas como actividades de bajo riesgo, de acuerdo con lo establecido por la Ley 24/2013, que también establece similitudes entre los parámetros retributivos de ambas, los cuales *“se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por períodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años”*.
  - Es importante destacar que la regulación vigente (artículo 28.2 del Real Decreto 738/2015) establece una limitación de 50 puntos básicos sobre la variación que puede experimentar la tasa de retribución financiera entre dos años consecutivos.
  - El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que, para el cálculo de la tasa de retribución financiera aplicable a esta actividad, se deben tener en consideración los costes de financiación de empresas de producción de energía eléctrica de nuestro entorno con regímenes retributivos regulados.
- Sin embargo, no se han encontrado comparadores con datos de mercado, por lo que no es posible llevar a cabo un cálculo similar al que ha realizado esta Comisión para el cálculo de la tasa de retribución financiera aplicable

a las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica (CIR/DE/002/24) o a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (INF/DE/210/25).

- El “Acuerdo por el que se aprueba la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares para el segundo periodo regulatorio 2020-2025” aprobado por la CNMC octubre de 2018 (INF/DE/119/18) estableció que la tasa para el segundo período regulatorio debería ser la misma que la propuesta por esta Comisión para las actividades de redes de energía eléctrica, es decir, un 5,58%. El Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación, fijó la tasa de retribución financiera a aplicar a todas las instalaciones de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el segundo periodo regulatorio en el 5,58 %.

Por otro lado, como se ha señalado en el apartado 5, al igual que en el período regulatorio anterior, existen ejemplos de regímenes retributivos regulados en países de nuestro entorno que aplican a la generación de energía eléctrica en sistemas no peninsulares, la misma tasa de retribución financiera que a las actividades de redes: las islas de Madeira y Azores en Portugal y las pequeñas islas griegas no conectadas con la península helénica.

Por lo tanto, a pesar de la propuesta remitida por ENDESA (donde la empresa considera que la actividad de generación en los SENP tiene un riesgo mayor que la actividad de redes, y propone que se aplique una tasa entre 120 y 140 puntos básicos superior a la tasa de distribución eléctrica), se considera que el riesgo al que está expuesta la actividad de generación en los SENP, en lo relativo a la recuperación de las inversiones, es asimilable al de las actividades de redes.

El propio Real Decreto 738/2015 no considera que el perfil de riesgo asociado a la actividad de generación en los sistemas no peninsulares sea distinto al de otras actividades reguladas en el sector eléctrico y, en este sentido, indica específicamente en su preámbulo que la tasa de retribución financiera de esta actividad debe *permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo*

riesgo y, por otro lado, que incluirá “una tasa de retribución similar al del resto de actividades de retribución regulada.”

Sin embargo, cabe señalar que la metodología de tasa de retribución financiera recogida en el expediente CIR/DE/002/24 incorpora algunos cambios metodológicos respecto a la metodología establecida en la Circular 2/2019. En particular, en la estimación del coste de la deuda se tienen en cuenta las inversiones incrementales que se espera se van a producir en redes de distribución y transporte de energía eléctrica a lo largo del próximo periodo regulatorio. Igualmente se introduce un coeficiente de disminución del inmovilizado “d” que recoge la menor necesidad de refinanciación de la deuda cuando existe un perfil decreciente de la base de activos regulados. Este coeficiente es igual a 0 en el caso de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica dado que la senda futura de inversiones se estima superior a las inversiones históricas observadas.

De acuerdo con la ‘Resolución de 21 de junio de 2024, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad a efectos del reconocimiento del régimen retributivo adicional para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares’<sup>9</sup>, están previstas nuevas inversiones en generación convencional térmica en el horizonte 2028, a mediados del próximo periodo regulatorio, por un total de 1.361 MW; de ellos, 350 MW en el sistema balear<sup>10</sup> y 971 MW en el canario<sup>11</sup>, lo que permitirá la entrada de nuevos agentes a desarrollar esta actividad<sup>12</sup>.

Es incierta la magnitud de las inversiones incrementales que se van a producir en estos sistemas a lo largo del próximo periodo regulatorio, pues se contemplan distintas modalidades de proyectos (por ejemplo: nuevas inversiones en grupos

---

<sup>9</sup> En desarrollo de lo previsto en el Título IV, Capítulo IV, Sección 2<sup>a</sup> del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

<sup>10</sup> Que se comparan con 1.565 MW actualmente instalados en Baleares de las tecnologías ciclo combinado, turbina de gas y motores diésel.

<sup>11</sup> Que se comparan con 2.357 MW actualmente instalados en Canarias de las tecnologías ciclo combinado, turbina de vapor, turbina de gas y motores diésel.

<sup>12</sup> Como referencia, cabe señalar que, para los sistemas eléctricos de Tenerife, Lanzarote-Fuerteventura, La Palma, El Hierro y Melilla, se convoca al menos un 60% de la potencia que finalizará su vida útil regulatoria en dichos territorios en el año 2028; en Gran Canaria y La Gomera, ese porcentaje se sitúa en el entorno del 41% al 48%, mientras que en Baleares y Ceuta desciende hasta el 30% y 9%, respectivamente.

ya existentes frente a grupos completos de nueva construcción), que incluyen además en determinados casos la posibilidad de atender las necesidades de potencia detectadas mediante meras extensiones de la vida útil regulatoria que no requieran acometer nuevas inversiones (es decir, no existiría una retribución a la inversión ni sería por lo tanto de aplicación una tasa de retribución financiera, sino únicamente aplicarían costes de operación y mantenimiento, fijos y variables). A la fecha de redacción de este informe se desconoce cuál será la proporción de las necesidades de potencia que se cubrirá mediante proyectos que requieran inversiones y cuál mediante extensión de vida útil; con todo, se hace ver que, allí donde resulten admisibles, estos últimos son evidentemente más competitivos en precio.

En todo caso, dada la magnitud del incremento previsto en redes, el incremento en generación en SENP podría ser menor en términos relativos al que se establece para las redes de electricidad. Se ha valorado igualmente la continuidad de mantener el criterio establecido en 2018 tras la revisión de países de nuestro entorno. A la vista de todo lo expuesto, **se propone aplicar la misma tasa de retribución financiera para la actividad de producción de energía eléctrica en los SENP que para las actividades de redes de energía eléctrica en el tercer período regulatorio**, continuando por lo tanto con el enfoque establecido en el primer y segundo período regulatorio, en los que se fijó una tasa de retribución financiera idéntica para ambos tipos de actividades.

## **8. PROPUESTA NUMÉRICA DE TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES PARA EL TERCER PERÍODO REGULATORIO 2026-2031**

De acuerdo con la propuesta que ha sido justificada en el apartado 6 del presente informe, el valor de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción eléctrica en los territorios no peninsulares para el tercer período regulatorio 2026-2031, sería la misma que la recogida para las redes eléctricas en la propuesta de Circular, por la que se modifica la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, 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, y se establece la tasa de retribución financiera aplicable a las actividades de transporte, operación del

sistema y distribución de energía eléctrica en el periodo regulatorio 2026-2031 (CIR/DE/002/24) remitida a Consejo de Estado.

Por tanto, **se propone la aplicación de una metodología (WACC) que, con los datos disponibles en el presente momento, resultaría, para el tercer periodo regulatorio, en una tasa de retribución financiera (TRF) del 6,58%.**

Dado que el promedio de las cotizaciones diarias del bono del Estado a 10 años entre mayo de 2023 y abril de 2025 es de 3,29%, el diferencial al que se refiere el artículo 28 del Real Decreto 738/2015, se calcula como el diferencial que sea necesario sumar a la cotización de los bonos del Estado a 10 años durante dicho periodo, para obtener la tasa de retribución financiera según la metodología WACC. Dicho diferencial sería un 3,29% obtenido de acuerdo con esta fórmula:

$$\text{Diferencial} = \text{TRF (6,58\%)} - \text{Media bono Estado 10 años may 23 – abr 25 (3,29\%)}$$

Dado que la variación en la tasa de retribución financiera entre 2 años consecutivos para la actividad de generación en los sistemas no peninsulares no puede superar 50 puntos básicos, el eventual incremento de la tasa de retribución financiera del 5,58% actual al 6,58%, habrá de realizarse en 2 años.

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

## ACUERDA

**Primero.-** Proponer que la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de redes de energía eléctrica, para el tercer periodo regulatorio 2026-2031, con la cuantificación numérica que resulta de dicha metodología, sea de aplicación a la actividad de generación en los sistemas no peninsulares.

**Segundo.-** Ordenar el traslado de esta propuesta al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en respuesta a la solicitud de informe del Secretario de Estado de Energía de fecha 29 de agosto de 2025, realizada al amparo de lo dispuesto en el artículo 28.1 del Real Decreto 738/2015, de 1 de agosto.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.