

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 SEGUNDO PERIODO REGULATORIO 2020-2025

Expediente: INF/DE/119/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 30 de octubre de 2018

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 segundo periodo regulatorio 2020-2025 y remitirla al Ministerio para la Transición Ecológica.

1. 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 periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años.

Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo 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, teniéndose en cuenta 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 termina el primer periodo regulatorio.

Esto se establece 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 establece, en el punto 3 de su artículo 27, que *“la tasa de retribución financiera anual, Trn, 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 período regulatorio correspondiente, el Ministro 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.”

Al respecto de la propuesta de los interesados que podía remitirse antes del 1 de marzo de 2018, cabe indicar que no se ha recibido ninguna en la CNMC de las empresas que realizan la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares.

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, al igual que en el caso de las actividades de transporte y distribución eléctrica, 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 en la tasa de retribución se efectuará en el número de años que resulte necesario a fin de no superar dicho límite”.*

Con fecha 4 de julio de 2018, 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.

Atendiendo a la relevancia de este informe y a su impacto sectorial, y teniendo en cuenta las buenas prácticas regulatorias de someter a consulta pública las iniciativas relacionadas con el ejercicio tarifario, en fecha 26 de julio de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria acordó autorizar la consulta pública de esta propuesta de tasa de retribución, que fue incluida en el apartado 8 *“Aplicabilidad*

de la presente metodología al cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares”, del “Documento de consulta pública sobre la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025” (INF/DE/044/18).

Con fecha 27 de julio de 2018, dicha consulta pública se publicó en la página web de la CNMC, <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/consultas-publicas>, dando la posibilidad de remitir alegaciones hasta el 15 de septiembre de 2018.

Adicionalmente, en la misma fecha de 27 de julio de 2018, se puso en conocimiento de los miembros de los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos la publicación de la consulta en la página web de la CNMC.

A este respecto, se han recibido alegaciones de ENDESA, S.A., sociedad matriz del grupo de empresas que realizan la actividad de generación en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP). En las alegaciones recibidas, se considera que la actividad de generación en los SENP tiene un riesgo mayor que la actividad de redes, y se propone que, ante la ausencia de comparadores, se aplique la misma tasa de retribución financiera que para la actividad de generación con fuentes de energía renovables.

2. 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 segundo período regulatorio, comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025.

Como se ha indicado anteriormente, 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 periodo 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 segundo periodo regulatorio, con datos a 31 de diciembre de 2017, sobre la base de las cotizaciones de referencia de los bonos del Estado a 10 años.

3. Empresas que realizan la actividad de producción de energía eléctrica en sistemas no peninsulares

ENDESA GENERACIÓN, S.A. opera en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares de Ceuta y Melilla. Indirectamente, a través de sus filiales GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (GESA) y UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (UNELCO), en las Islas Baleares y 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. 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 sólo una parte marginal de sus ingresos.

3.1 Endesa Generación, S.A.

ENDESA GENERACIÓN, S.A. 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. A su vez, ENDESA, S.A. está controlada por ENEL, S.p.A. a través de su filial 100% participada, ENEL IBEROAMÉRICA, S.L.U., que posee un 70,101% del capital de ENDESA, S.A.

3.2 Gas y Electricidad Generación, S.A. (GESA)

GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (GESA) 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.

Se trata de una sociedad que pertenece al Grupo Endesa, al poseer ENDESA, S.A. indirectamente, a través de ENDESA GENERACIÓN, S.A., 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*. 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, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación) y por costes variables, para retribuir los combustibles, los costes variables de operación y mantenimiento y los derechos de emisión de CO₂, contemplando también, dentro de los costes de estos sistemas, 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 se calcula, para cada grupo de generación, como el mínimo del término de anualidad de la retribución fija y la suma en cada hora de la retribución por coste horario fijo en esa hora por la disponibilidad en esa hora del grupo, incentivando así su disponibilidad.
2. A su vez, la anualidad de la retribución fija de cada grupo se calcula como la suma de un término de retribución por inversión y de un término de retribución por costes fijos de operación y mantenimiento:
 - La anualidad de 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.
3. Por otra parte, 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 asociados al combustible (operación y mantenimiento, arranques, etc.) y la retribución por costes de los derechos de emisión.

4. 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.

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 el transporte y la distribución 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.

A este respecto, el marco regulatorio francés en lo que se refiere a la generación eléctrica en Córcega pudiera tener determinadas similitudes con el español, si bien no dispone de una metodología pública de cálculo de la tasa de retribución financiera, que por otra parte no se ha revisado desde el año 2006¹, salvo para permitir modificaciones de la misma tras evaluar los riesgos derivados de determinados proyectos². Además, 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 las islas bretonas (Glénan, Ouessant, Sein y Molène) y en la isla de Chausey, se continúa aplicando la misma tasa de retribución financiera que se aplicaba antes de 2006 en Córcega, sin que exista una metodología pública de cálculo de la tasa de retribución financiera.

¹ Arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées.

² Arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées

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 REN³.

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 coincide con la tasa de retribución de la actividad de distribución eléctrica en Grecia.

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 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 conclusión, 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/o distribución).

6. 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

³ Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020:
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2018/Documents/Par%C3%A2metros%202018-2020.pdf>

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, así como la operación y mantenimiento. 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 transporte y distribución 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 transporte y distribución eléctrica 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 periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años”*.
- Para ambos tipos de actividades, la regulación vigente establece una limitación de 50 puntos básicos sobre la variación que puede experimentar la tasa de retribución financiera entre dos años consecutivos.
- Actualmente, esta actividad está desarrollada por solo 3 empresas: UNELCO, S.A. en las Islas Canarias, GESA, S.A. en las Islas Baleares y ENDESA GENERACIÓN, S.A. en Ceuta y Melilla. ENDESA GENERACIÓN posee el 100% del capital de UNELCO y GESA, formando a su vez parte las tres sociedades del grupo Endesa.

UNELCO y GESA se dedican en exclusiva a la generación eléctrica en estos archipiélagos. ENDESA GENERACIÓN, por su parte, realiza la actividad de generación en la Península, y la actividad en Ceuta y Melilla representa solo una parte marginal de sus ingresos.

- 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 (INF/DE/044/18) o a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (INF/DE/113/18).

No obstante, como se ha señalado en el apartado 5, se han encontrado dos 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 alegación recibida de ENDESA (donde la empresa considera que la actividad de generación en los SENP tiene un riesgo mayor que la actividad de redes, y proponía que, ante la ausencia de comparadores, se aplicase la misma tasa de retribución financiera que para la actividad de generación con fuentes renovables), 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 más 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 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.”*

Los ejemplos europeos portugués (Madeira y Azores) y griego (pequeñas islas griegas no conectadas a la península) soportan esta afirmación.

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 transporte y distribución de energía eléctrica en el segundo período regulatorio**, continuando por lo tanto con el enfoque establecido en el primer período regulatorio, en el que se fijó una tasa de retribución financiera idéntica para ambos tipos de actividades.

7. Propuesta numérica de tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares para el segundo periodo regulatorio 2020-2025

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 segundo período regulatorio 2020-2025, sería la misma que la propuesta por esta Comisión para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Cuadro 1. Propuesta de tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares

FECHA CIERRE DATOS: 31/12/2017

1	Tasa libre de riesgo (R_{LR})	[1]	2,97%	Bono español 10 años (media 6 últimos años)
2	Coefficiente beta	[2]	0,72	Beta Bloomberg
3	Prima Riesgo Mercado (PRM)	[3]	4,75%	DMS - Promedio ponderado Europa (media aritmética y geométrica)
4	Coste de los fondos propios después de impuestos (R_{FP})	[4]	6,40%	$[1] + ([2] \times [3])$
5	Coste de la deuda antes de impuestos (R_D)	[5]	2,63%	IRS + CDS ó Media TIR emisiones bonos
6	Tasa impositiva (T)	[6]	25%	Tasa estatutaria España 2017
7	Ratio apalancamiento	[7]	50%	$D/(D+FP)$
8	WACC nominal después de impuestos	[8]	4,19%	$([4] \times (1-[7])) + ([5] \times (1-[6]) \times [7])$
9	Tasa de retribución regulada antes de impuestos	[9]	5,58%	$[8]/(1-[6])$

Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, **se propone la aplicación de una metodología (WACC) que, con los datos disponibles en el presente momento, que es en el que, de acuerdo con la normativa vigente⁴, esta Comisión debe emitir este informe, resultaría, para el segundo período regulatorio, en una tasa de retribución financiera (TRF) del 5,58%.**

Una vez se encuentren disponibles los datos correspondientes a la cotización del bono del Estado a 10 años entre mayo de 2017 y abril de 2019, se propone calcular el diferencial al que se refiere el artículo 28 del Real Decreto 738/2015, como el 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, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Diferencial} = \text{TRF (según WACC)} - \text{Media Bono Español a 10 años (mayo 2017 - abril 2019)}$$

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, la eventual reducción de la tasa de retribución

⁴ Artículo 28.1 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

financiera del 6,503% actual al 5,58% propuesto, habrá de realizarse en el número de años que resulte necesario.

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 transporte y distribución de energía eléctrica, para el segundo periodo regulatorio 2020-2025, 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, en respuesta a la solicitud de informe del Secretario de Estado de Energía de fecha 6 de julio de 2018, 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.