



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

PROPIUESTA DE METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS PARA EL TERCER PERÍODO REGULATORIO 2026-2031

REF: INF/DE/210/25

18 de diciembre de 2025

www.cnmc.es

PROPIUESTA DE METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS PARA EL TERCER PERÍODO REGULATORIO

(INF/DE/210/25)

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 Madrid, a 18 de diciembre 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*, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda aprobar la siguiente propuesta de metodología de cálculo del diferencial de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos 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. Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable) de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (RECORE)	9
3.1. Selección del grupo de comparadores.....	10
3.2. Cálculo del coste de los fondos propios.....	15
3.3. Cálculo del coste de la deuda	16
3.4. Riesgos adicionales.....	21
4. Aplicación numérica de la metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos correspondiente al tercer periodo regulatorio	22
4.1. Selección del grupo de comparadores.....	22
4.2. Cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio	29
4.3. Tasa impositiva considerada	29
4.4. Cálculo del coste de los fondos propios.....	30
4.4.1. Cálculo de la tasa libre de riesgo	30
4.4.2. Cálculo del coeficiente β	31
4.4.3. Cálculo de la prima de riesgo del mercado	34
4.5. Cálculo del coste de la deuda	35
5. Descripción y cuantificación de los riesgos adicionales	44
6. Cálculo del WACC y de la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable).....	50
Acuerda	58

1. OBJETO

El objeto del presente informe es proponer, con carácter general, una metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable) de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (RECORE).

Esta propuesta se basa en la metodología desarrollada para el período anterior en el “*acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (en adelante, INF/DE/113/18), así como en la Circular elaborada para calcular la tasa de retribución de las actividades de redes “*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*”, que está pendiente de modificación para el período 2026-2031 por la Circular CIR/DE/002/24 “*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*” (en adelante, CIR/DE/002/24).

2. ANTECEDENTES Y FUNDAMENTOS JURÍDICOS

Aunque actualmente muchas instalaciones de energías renovables optan por vender su electricidad en el mercado, existen aún marcos de apoyo en España a esta generación:

- El régimen retributivo específico, establecido en el 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).
- El régimen económico de energías renovables, que se estableció en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, *por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica* (REER).

Las instalaciones incluidas en el régimen retributivo específico RECORE son aquellas instalaciones con retribución regulada anteriores al Real Decreto 960/2020 que aún no han agotado su vida útil regulatoria, que fue fijada en entre 20 y 30 años, según las tecnologías (25 años, en el caso de la generación termosolar, y 30 años para el caso de la generación fotovoltaica). Su número, por lo tanto, disminuye cada año, ya que, por un lado, no entran nuevas instalaciones en este régimen retributivo¹ y, por otro lado, cuando las instalaciones existentes en el RECORE cumplen su vida útil regulatoria, salen de este régimen. En el régimen retributivo específico existe tanto una retribución a la inversión como una retribución a la operación. Y dentro de la retribución a la inversión, se aplica una tasa de retribución financiera regulada.

Las instalaciones bajo el marco retributivo establecido por el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, acceden a una retribución a través de subastas públicas, donde la variable de oferta es el precio por unidad de energía eléctrica, y el producto que se subasta es potencia instalada, energía eléctrica o una combinación de ambas. La base de retribución de este régimen es, por lo tanto, el precio adjudicado en la subasta, por lo que no aplicaría ninguna tasa de retribución financiera.

El objeto del presente informe es calcular la tasa de retribución financiera del régimen retributivo específico de la actividad RECORE.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 14, apartado 4, sobre “Retribución de las actividades” establece que en la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio se podrá modificar el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de las instalaciones tipo, que se fijará legalmente.

Por su parte, el artículo 15 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*, indica que la tasa de retribución financiera aplicable a dicha actividad podrá modificarse antes del inicio de cada periodo regulatorio:

¹ Como excepción, en 2026 podría convocarse una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración, según el proyecto de real decreto objeto del expediente IPN/CNMC/002/25 informado por esta Comisión.

“1. Los periodos regulatorios serán consecutivos y tendrán una duración de seis años. Cada periodo regulatorio se dividirá en dos semiperiodos regulatorios de 3 años.

2. Se podrán realizar revisiones de los parámetros retributivos al finalizar cada periodo regulatorio y cada semiperiodo regulatorio según lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en los artículos 19 y 20 de este real decreto”.

En este sentido, el artículo 19 del Real Decreto 413/2014 define la forma de cálculo del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de esta actividad, el cual podrá modificarse antes del inicio de cada periodo regulatorio:

“1. El valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

Las revisiones del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable aplicarán en lo que reste de vida útil regulatoria de las instalaciones tipo.

2. Antes del 1 de enero del último año del periodo 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 señalado en el apartado anterior en el periodo regulatorio siguiente, de acuerdo con los criterios fijados en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

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 independiente”.

Como se ha indicado anteriormente, el artículo 19 del Real Decreto 413/2014, establece que la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (RECORE) 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. Este diferencial se fijó para el primer periodo regulatorio en la Disposición adicional décima de la Ley

24/2013, del Sector Eléctrico, en un valor de 300 puntos básicos, sin referencia a ninguna metodología de cálculo. Así, la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable), quedó fijada en el 7,503% para el primer periodo regulatorio.

En lo que se refiere a las instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de acuerdo con la Disposición adicional segunda del Real Decreto 413/2014: “*Para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste de las instalaciones tipo que agrupan a las instalaciones previstas en esta disposición, será de aplicación lo previsto en el anexo XIII, girando la rentabilidad, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de las revisiones en cada periodo regulatorio previstas en el artículo 19*”, obteniéndose una tasa de retribución financiera del 7,389% para estas instalaciones.

Para el segundo periodo regulatorio 2020-2025, el Ministerio solicitó informe a la CNMC el 20 de junio de 2018. La CNMC realizó consulta pública el 26 de julio de 2018 antes de remitir informe al Ministerio. Tras esta consulta pública, en fecha 30 de octubre de 2018, la SSR aprobó acuerdo por el que se “*aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (INF/DE/113/18) proponiendo una tasa del 7,09% y una fórmula de cálculo, que remitió al Ministerio.

El R.D.-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* estableció en su artículo único una tasa del 7,09% para renovables en el periodo regulatorio 2020-2025.

Además, introdujo una disposición final tercera bis en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que mantenía durante 2 periodos regulatorios (es decir, de 2020 a 2031) la rentabilidad razonable de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos con retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, que ascendía al 7,389%, salvo que las instalaciones renunciaran a ello de manera fehaciente antes del 1 de abril de 2020. Además, las instalaciones que tuvieran abiertos procedimientos arbitrales o judiciales debían renunciar a ellos antes del 30 de

septiembre de 2020 para que se les aplicara el 7,389% durante 12 años. Por lo tanto, la tasa que se calcule para el periodo 2026-2031 aplicará solamente a un conjunto de instalaciones limitado, que serían aquellas instalaciones dentro del RECORE que no renunciaron a los procedimientos arbitrales o judiciales y cuya vida regulatoria aún no ha expirado.

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 y el Reto Demográfico, por el que le solicita a la CNMC la emisión del informe previsto en el artículo 19.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio para el cálculo de la tasa para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos durante el tercer período regulatorio.

Atendiendo a la relevancia de este informe y a su impacto sectorial, y teniendo en cuenta las buenas prácticas regulatorias de someter a consultas públicas las iniciativas relacionadas con el ejercicio tarifario, en fecha 13 de noviembre de 2025, la Sala de Supervisión Regulatoria acordó autorizar la consulta pública de esta propuesta de metodología, con carácter previo a su aprobación.

Con fecha 14 de noviembre de 2025, dicha consulta pública se publicó en la página web de la CNMC:

<https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/metodologia-rtf-eerr-26-31>

dando la posibilidad de remitir alegaciones hasta el 28 de noviembre de 2025 (plazo de 10 días hábiles).

Adicionalmente, en la misma fecha de 14 de noviembre de 2025, 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 16 documentos de alegaciones en el plazo especificado, los cuales han sido analizados y sus consideraciones tenidas en cuenta en la elaboración de la versión final de esta metodología.

- En el ámbito de las **empresas dedicadas a las actividades de generación renovable, cogeneración y residuos**, se han recibido alegaciones de carácter general de Atlantica Infraestructura Sostenible, S.L.U. (ATLANTICA), Aries Solar Termoeléctrica, S.L. (ASTE), Dioxipe Solar S.L. (DIOXIPE), Endesa, S.A. (ENDESA), Naturgy Renovables S.L.U. (NATURGY

RENOVABLES), Sonnedix España Management S.L. (SONNEDIX), Solclef Renewable Company,S.L. (SOLCLEF) y Veltor Renewables, S.L.U. (VELTO).

- En el ámbito de las **asociaciones**, se han recibido alegaciones de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC), la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), la Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN), la Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN España), la Asociación para el Desimpacto Ambiental de los Purines (ADAP) y la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (PROTERMOSOLAR).
- Por su parte, la Dirección General de Consumo ha manifestado no tener ningún comentario sobre el documento de consulta pública.

3. PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA (RENTABILIDAD RAZONABLE) DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS (RECORE)

Conforme al marco retributivo en vigor, es necesario tener en cuenta lo siguiente:

- La tasa de retribución financiera se establece al inicio del periodo regulatorio y es fija durante los 6 años que dura el mismo.
- Dicha tasa debe ser igual para todas las instalaciones tipo, independientemente de cuál sea la tecnología de producción de energía eléctrica.

Como se ha mencionado anteriormente, la presente propuesta de metodología calcula la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable) en base al coste medio ponderado de los recursos propios y ajenos (WACC), de forma coherente con la propuesta desarrollada por esta Comisión para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

En este sentido, se considera que los principios básicos de la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica son también aplicables al caso de la actividad

de generación renovable, en cuanto al periodo de estudio empleado para tomar las observaciones necesarias en el cálculo de los distintos parámetros que intervienen en la fórmula del WACC, la frecuencia de las observaciones, el horizonte relevante de los distintos instrumentos, la tasa impositiva a considerar, así como los métodos de cálculo del ratio óptimo de apalancamiento, la tasa libre de riesgo y la prima de riesgo de mercado.

Sin embargo, debido a las especificidades que caracterizan a la actividad de generación renovable, así como a las empresas que desarrollan esta actividad, es necesario realizar una serie de adaptaciones con respecto a la metodología propuesta para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, concretamente, en lo que se refiere a la selección de comparadores, el cálculo del coeficiente beta y el cómputo del coste de la deuda.

3.1. Selección del grupo de comparadores

Como se indicaba en el “*acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (INF/DE/113/18), la estimación de determinados parámetros necesarios para el cálculo del WACC se realiza mediante el empleo de un grupo de empresas que puedan considerarse como comparadores válidos de las empresas que realizan la actividad cuya tasa de retribución financiera se pretende calcular.

Por ello, mientras que, 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*

La utilización de un grupo de comparadores se hace necesaria para minimizar el error de análisis en el cálculo de la tasa de retribución financiera, puesto que la metodología usa valores de mercado y, sin embargo, no todas las empresas que ejercen la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de

energía renovables, cogeneración y residuos en España son empresas cotizadas.

En cuanto al número óptimo de empresas a incluir en el grupo de comparadores, se debe buscar un compromiso entre la conveniencia de disponer del mayor número de sociedades comparables (con el objeto de minimizar el error de estimación) y el riesgo de sesgar la muestra por la inclusión de comparadores inadecuados.

Así, resulta necesario definir criterios específicos sobre las características de las empresas que pueden considerarse representativas del sector de la generación renovable. Los criterios generales que se proponen en este informe para la selección de las empresas a incluir en el grupo de comparadores parten de los que se utilizaron en el informe INF/DE/113/18. Sin embargo, dado que se ha observado que la tasa que se calcule para el periodo 2026-2031 aplicará solo a un conjunto de instalaciones limitado, mayoritariamente de energía solar (el 99% de la retribución RECORE actualmente es para instalaciones de energía solar termoeléctrica o solar fotovoltaica), se establece como criterio adicional que los comparadores tengan al menos un porcentaje mínimo de ingresos provenientes de generación con tecnología solar en Europa dado el peso de esta tecnología en la retribución RECORE. Por lo tanto, los criterios seleccionados son los siguientes:

- Aunque la mejor aproximación sería utilizar como comparadores empresas que realicen exclusivamente la actividad de generación renovable (comparadores “puros”), esto conllevaría la utilización de un número muy reducido de comparadores. Por eso se seleccionarán, adicionalmente, sociedades cotizadas que consoliden un grupo de sociedades que realice diversas actividades, pero para el cual la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos suponga un porcentaje significativo de sus ingresos (superior al 15%) y que al menos un 1% de dichos ingresos sean de generación solar termoeléctrica o fotovoltaica en plantas en Europa. Se excluyen, por tanto, las sociedades que se dedican a la fabricación y comercialización de infraestructuras y componentes relacionados con la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, salvo en el caso de que también posean un porcentaje significativo de ingresos procedentes de la actividad de generación renovable, ya que se considera que el perfil de riesgo de este tipo de empresas no es comparable al de las empresas que operan dichas instalaciones, por tratarse de actividades completamente diferentes.

Adicionalmente, y de forma consistente con el criterio seguido en el INF /DE/113/18 se estima necesario incluir en el listado de comparadores a las empresas más relevantes en el sector de la generación renovable española, aunque no cumplan con el criterio de poseer más de un 15% de sus ingresos procedentes de dicha actividad.

- Puesto que el actual marco regulatorio no reconoce ninguna diferencia entre la tasa de retorno de las pequeñas y grandes empresas, se tratará de incluir ambos tipos de sociedades en el grupo de comparadores, si bien es necesario tomar empresas cotizadas en mercados líquidos y con un volumen suficiente de negociación.
- En cuanto a la región relevante, al igual que se ha propuesto para las actividades de redes, se tomarán países de Europa Occidental, con los que la economía española comparte muchas similitudes. Si se hubieran considerado únicamente comparadores españoles se habría obtenido un número muy reducido de los mismos. Al igual que en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24, se seleccionan los países con un tamaño relevante (excluyendo aquellos con una superficie inferior a 20.000 km²), ya que las inversiones en el sistema eléctrico están influidas por el área total del país en el que se realizan. Se excluye Suiza, por no ser miembro de la Unión Europea y porque su marco regulatorio es diferente al español, mientras que se incluye a Noruega, a pesar de no ser miembro de la UE, ya que este país sigue las directivas europeas en materia energética. Se incluye Reino Unido, que durante parte del período 2018-2023 perteneció a la Unión Europea y cuyas políticas energéticas comparten grandes similitudes con las de la Unión Europea.
- Aquellas empresas pertenecientes a países cuya situación económica difiere significativamente de la de España no deben tenerse en cuenta en el grupo de comparadores. Así, se consideran excluidas sociedades que pertenezcan a países con calificaciones crediticias inferiores a BB-/Ba3².
- La disponibilidad de datos de mercado asociados a las distintas empresas también puede suponer una restricción a la hora de elegir el grupo de comparadores. Por tanto, las sociedades que no dispongan de suficiente información de mercado deberán ser excluidas del mismo. Este criterio obliga a descartar a pequeñas empresas que, si bien son representativas

² El Cuadro 6 recoge el rating otorgado en diciembre de 2023 por las principales agencias de calificación crediticia a los países correspondientes al listado inicial de empresas obtenidas a partir de los índices considerados y Bloomberg.

de la actividad de renovables en España, no disponen de datos de mercados relevantes que puedan ser utilizados en los cálculos.

- En cuanto a la fecha, las búsquedas se han realizado con fecha 31/12/2023, por ser la última fecha del período de estudio.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, por razones de transparencia y replicabilidad, es recomendable elegir empresas pertenecientes a un índice. En este sentido, como se indicó en el informe INF/DE/113/18, el informe Diacore³ (2016) incluye un listado de empresas del sector de las energías renovables, obtenido a partir de 6 índices representativos de este sector. Como se trata de un informe de 2016, debe señalarse que varios de estos índices no existen en la actualidad o han sido sustituidos por otros. Por ello, estos índices se han actualizado en el presente informe. Los índices o fondos en los que se han hecho búsquedas son los siguientes: *The 30 RENIXX-World stocks*⁴, que lista las 30 principales empresas de la industria renovable a nivel mundial, el índice *IREX*⁵ (pequeñas y medianas empresas renovables de la bolsa italiana), el índice *ISE Global Wind Energy*⁶ y el ETF *Global X Renewable Energy Producers ETF*⁷.

En la presente metodología, se han analizado tanto las empresas incluidas en el informe Diacore, como el resto de empresas perteneciente a los citados índices, para su posible inclusión en el listado de comparadores, teniéndose en cuenta que, del conjunto de empresas obtenido, se deben tomar únicamente aquellas que cumplen con los criterios definidos anteriormente.

Adicionalmente, como se hizo en el informe INF/DE/113/18, se ha realizado una búsqueda en Bloomberg de empresas de Europa Occidental que ejercen la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en países con un tamaño relevante en la UE, en Noruega y en Reino Unido, en línea también con los criterios mencionados anteriormente. Con esta búsqueda, se obtiene otro listado de empresas, que en algunos casos coincidirán

³ "The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies". Diacore, 2016.

⁴ RENIXX® (Renewable Energy Industrial Index, ISIN: DE000RENX014)
<https://www.renewable-energy-industry.com/stocks>

⁵ <https://www.althesys.com/en/thinktank/irex-index/>

⁶ <https://indexes.nasdaqomx.com/Index/Weighting/GWE>

⁷ <https://www.globalxetfs.com/funds/rnrg/>

con las obtenidas a partir del informe Diacore y de los índices anteriormente mencionados.

Finalmente, se han incluido las empresas más relevantes en el sector de generación renovable español, aunque no cumplan con el criterio de poseer más de un 15% de sus ingresos procedentes de dicha actividad. Especialmente se ha considerado relevante incluir a las empresas que perciben las mayores cuantías de retribución regulada renovable, ya que es a esta actividad a la que se le aplicará la tasa calculada en este informe. Por ello, se han buscado las empresas que percibieron el mayor porcentaje de retribución regulada de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos en España en 2022 y se han añadido en el listado de comparadores aquellas que aún no estaban incluidas y que tienen datos suficientes en Bloomberg.

Del conjunto de empresas identificadas a través del informe Diacore, los índices de empresas del sector de las energías renovables, la búsqueda definida en Bloomberg y de la retribución regulada de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos en España en 2022 se deben descartar a continuación aquellas que pertenezcan a países con calificaciones crediticias inferiores a BB-/Ba3, según la escala considerada.

Posteriormente, del listado provisional de empresas, deberá comprobarse si las compañías seleccionadas disponen de suficiente información de mercado para poder ser empleadas en el cálculo de los distintos parámetros del WACC que requieren el uso de comparadores, y descartarse aquellas que no cumplan con este requisito.

Como resultado, se dispondrá así de un listado final de comparadores que será el empleado para el cálculo del coeficiente beta, el ratio de apalancamiento óptimo y el coste de la deuda.

Aparte del cálculo de la tasa de retribución financiera utilizando todos los comparadores seleccionados, se realizará asimismo un análisis basado en un subgrupo de comparadores denominados “puros”, correspondiente a las empresas para las que la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos suponga un porcentaje igual o superior al 95% de sus ingresos. El propósito de este análisis adicional es obtener el valor de la tasa de retribución financiera a partir de un grupo más homogéneo de empresas.

3.2. Cálculo del coste de los fondos propios

En general, el cálculo del coste de los fondos propios sigue los mismos principios empleados en la Circular 2/2019 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*, y en su propuesta de modificación por el expediente CIR/DE/002/24, en lo que se refiere a la determinación de las betas apalancadas y desapalancadas de cada empresa, así como de la beta desapalancada y reapalancada de la actividad.

No obstante, como se indicó en el “*acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (INF/DE/113/18), la especificidad del sector de generación renovable y, en particular, de las sociedades que operan en el mismo, hacen necesario que se realice una modificación en el test de liquidez que se emplea para eliminar el sesgo a la baja que puede producirse en el coste de los fondos propios, como consecuencia de la consideración de activos que muestran poca liquidez en el mercado.

A este respecto, en la Circular 2/2019 se descartan los valores del coeficiente beta de aquellos comparadores cuya media de sus diferenciales diarios de compra-venta, o *bid-ask spread*, correspondiente a los últimos seis años, fuera superior a un 1%.

En este sentido, hay que tener en cuenta que la mayoría de las empresas dedicadas a las actividades de transporte y distribución de electricidad y gas natural son empresas consolidadas, con un elevado número de años de operación en el sector. Por el contrario, muchas de las sociedades que se dedican a la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, son empresas de reciente creación, sin un amplio historial de cotización en el mercado, con lo que suelen presentar bajos niveles de liquidez durante los primeros años tras su creación, mejorando significativamente estos a medida que pasa el tiempo.

De esta forma, la consideración de un periodo de 6 años en el cálculo del test de liquidez penalizaría considerablemente a la mayor parte de empresas de generación renovable, con lo que resulta más apropiado en este caso emplear un periodo de análisis más corto y reciente para evaluar el nivel de liquidez actual de este tipo de sociedades. Por este motivo, al igual que se hizo en el acuerdo

por el que se “aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025” (INF/DE/113/18), se descartarán los valores del coeficiente beta de aquellos comparadores cuya media de sus diferenciales diarios de compra-venta, o *bid-ask spread*, correspondiente al último año, sea superior a un 1%.

3.3. Cálculo del coste de la deuda

La metodología para el cálculo del coste de la deuda sigue, en general, los mismos pasos que se han indicado en la Circular 2/2019 “*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*”, según su propuesta de modificación por la Circular CIR/DE/002/24.

Esto implica que el cálculo se ha modificado respecto al INF/DE/113/18 para hacerlo similar al empleado en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24 e introducir valores de futuros para los últimos años del período de cálculo. Por lo tanto, se calcula un coste de la deuda histórico anual para los años 2018 a 2023, con un cálculo similar al efectuado en el INF/DE/113/18, y un coste de la deuda futuro anual para los años 2024 a 2028.

Como novedad adicional, la fórmula de cálculo del coste de la deuda de la propuesta de modificación de la Circular 2/2019 distingue entre el coste de la deuda “Business as usual”, y el coste de la deuda de las “Inversiones incrementales”.

Se considera “Business as usual” la realización de inversiones por importe similar a la amortización de los activos, mientras que se consideran “Inversiones incrementales” aquellas inversiones previstas para el próximo período regulatorio.

A diferencia de lo considerado en la propuesta de modificación de la Circular 2/2019 para las redes eléctricas, en los activos de RECORE no se prevé que vayan a existir inversiones incrementales significativas en el siguiente período regulatorio, puesto que, como se ha indicado anteriormente, con la salvedad de las instalaciones adjudicatarias de futuras convocatorias para instalaciones de cogeneración, los activos regulados posteriores al Real Decreto 960/2020 ya no están incluidos dentro de este régimen retributivo. El número de instalaciones del RECORE irá disminuyendo a medida que dichas instalaciones finalicen su

vida útil regulatoria, que fue fijada en entre 20 y 30 años, según las tecnologías (25 años, en el caso de la generación termosolar, y 30 años para el caso de la generación fotovoltaica).

Por consiguiente, el coste de la deuda del RECORE será igual al denominado coste de la deuda “Business as usual”. Este coste refleja el coste de la deuda en balance, contraída hace años, pero que se va renovando progresivamente a medida que resulte necesario refinanciar la deuda existente.

Adicionalmente, otra novedad adicional introducida en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24 es la introducción de 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. Como se ha mencionado anteriormente, y considerando las tecnologías que en la actualidad concentran la práctica totalidad de la retribución a la inversión, la vida útil regulatoria se sitúa entre 25 años (generación termosolar) y 30 años (generación fotovoltaica). Teniendo en cuenta el mayor peso de la generación fotovoltaica respecto a la termosolar en términos de potencia instalada, se ha considerado un coeficiente “d” igual a 1/30 (es decir, 3,3%), asumiendo un descenso del inmovilizado material neto de forma consistente a la vida útil regulatoria. Si se considerasen 25 años, el coeficiente “d” sería igual a 1/25 (es decir, 4,0%). No obstante, tal y como se ha indicado, dado el mayor peso de la generación fotovoltaica, se ha optado por el valor conservador del 3,3%.

Por lo tanto, el coste de la deuda para las instalaciones RECORE se obtendrá calculando el coste de la deuda “Business as usual” mediante la utilización de una media móvil, que combina costes de deuda históricos y futuros y considerando un factor “d” igual a 3,3%.

Para el cálculo del coste de la deuda histórico, el coste de financiación de cada sociedad se estima como la suma de la media de las cotizaciones diarias de los últimos 6 años de los IRS a 10 años y la media de los últimos 6 de años de la cotización diaria de los CDS a 10 años correspondientes a cada empresa. En el caso de las empresas incluidas como comparadores para las que no se disponga de CDS, directamente o a través de sociedades de su grupo, se utiliza el promedio de las TIR de las emisiones como representativo del coste de la deuda de la sociedad.

Para el cálculo de la deuda futuro, el coste de la deuda se estima, para cada año del periodo 2024-2028, considerando como tipo de interés de referencia los futuros a 30 de junio de cada año de IRS a 10 años, obtenidos de Bloomberg con fecha 31 de diciembre de 2023, más un diferencial.

Al igual que se ha hecho en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24, a este valor del futuro se le sumará una prima de incertidumbre. Como se explicó en dicha propuesta de Circular, los valores futuros así calculados no constituyen una predicción cierta del coste de la nueva deuda que tendrán que asumir las empresas durante el periodo regulatorio, sino una expectativa de mercado sujeta a incertidumbre. Puesto que esa diferencia entre lo esperado y lo que finalmente ocurría introduce el riesgo de que los futuros puedan desviarse del nivel real que alcancen los valores del IRS a 10 años, se podría estimar un coste de la deuda inferior o superior al que efectivamente tengan las empresas. Dado que se considera particularmente relevante evitar que los futuros infraestimen, se considera apropiado sumar a los futuros utilizados en la metodología de cálculo del coste de la deuda unas primas de incertidumbre, con el fin de corregir ese posible sesgo y de garantizar una estimación prudente y sostenible.

Con respecto al diferencial para el cálculo de la deuda a futuro, se ha calculado cada año como la media del diferencial promedio calculado a partir de las cotizaciones diarias de los CDS de los comparadores que disponen de CDS, o de la diferencia entre el *yield at issue* de las emisiones consideradas para los comparadores que no disponen de CDS, obtenidas de Bloomberg, entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año del periodo 2018-2023 y el valor del IRS a 10 años en la fecha de dicha emisión.

El resultado del coste de la deuda calculado con esta metodología, que combina valores históricos y futuros, se calcula con un promedio del coste de la deuda anual de los años 2026 a 2031.

Cuadro 1. Datos utilizados para el cálculo del coste de la deuda

		Datos históricos						Futuros					Ponderación
		n-8 2018	n-7 2019	n-6 2020	n-5 2021	n-4 2022	n-3 2023	n-2 2024	n-1 2025	n 2026	n+1 2027	n+2 2028	
Coste de la deuda	m 2026	x	x	x	x	x	x						1
	m+1 2027		x	x	x	x	x	x					1-d
	m+2 2028			x	x	x	x	x	x				1-2d
	m+3 2029				x	x	x	x	x	x			1-3d
	m+4 2030					x	x	x	x	x	x		1-4d
	m+5 2031						x	x	x	x	x	x	1-5d

Fuente: Propuesta de Circular CIR/DE/002/24.

Nota: El coeficiente d es igual al 3,3%.

Para el cálculo de la deuda anual de los años 2026 a 2031 se utiliza un promedio del coste de la deuda de los 6 años comprendidos entre n-8 y n-3, es decir, el coste de la deuda del año 2026 corresponde a un promedio del coste de la deuda de los años 2018 a 2023, el coste de la deuda del año 2027 corresponde a un promedio del coste de la deuda de los años 2019 a 2024, y así sucesivamente, como se muestra en el Cuadro 1 donde, además, se muestra si los datos que se utilizan son históricos o futuros.

Esta metodología se ha reflejado en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24 a través del siguiente término de la fórmula:

Coste de la deuda “*Business as usual*”:

$$\frac{R_{Dn-8} + (2 - 1d) \cdot R_{Dn-7} + (3 - 3d) \cdot R_{Dn-6} + (4 - 6d) \cdot R_{Dn-5} + (5 - 10d) \cdot R_{Dn-4} + (6 - 15d) \cdot R_{Dn-3} + (5 - 15d) \cdot R_{Dn-2} + (4 - 14d) \cdot R_{Dn-1} + (3 - 12d) \cdot R_{Dn} + (2 - 9d) \cdot R_{Dn+1} + (1 - 5d) \cdot R_{Dn+2}}{36}$$

Donde R_{Dk} es el coste de la deuda de cada año, que se calcula de n-8 a n-3 con valores históricos, y de n-2 a n+2 con valores futuros, y d es el coeficiente de disminución del inmovilizado.

En la metodología desarrollada para el cálculo de la tasa de retribución financiera aplicable a las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, para las sociedades que no tenían CDS a 10 años cotizados, se tomaban las emisiones de deuda efectuadas en euros, con fecha de emisión incluida en los 6 años anteriores a la fecha de cálculo, y vencimiento de 8 a 12 años desde la fecha de emisión.

Sin embargo, las emisiones de deuda que realizan las empresas que operan en este sector suelen ser a corto o a muy largo plazo, con lo que es difícil encontrar emisiones con vencimiento de 8 a 12 años.

De este modo, considerándose las especificidades de las empresas de generación renovable, al igual que se hizo en el acuerdo por el que se “aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025” (INF/DE/113/18), en el caso de que el diferencial se calcule como el promedio de las TIR de las emisiones de una sociedad, se tomarán emisiones de deuda efectuadas en euros y con fecha de emisión incluida en los 6 años anteriores a la fecha de cálculo, pero con vencimiento de 5 a 15 años desde la fecha de emisión.

Finalmente, la propuesta de modificación de la Circular 2/2019 ha introducido otro nuevo término que se sumará al coste de la deuda: se trata de los denominados “costes adicionales” (CA), que estarán compuestos, al igual que para la actividad de redes, por los costes de transacción más el *cost of carry*.

Los costes de transacción se definen en el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad (PGC), como los costes incrementales directamente atribuibles a la emisión o asunción de un pasivo financiero, en los que no se habría incurrido si la empresa no hubiera realizado la transacción. Entre ellos, se incluyen los honorarios y comisiones pagadas a agentes, asesores e intermediarios, tales como los de corretaje, los gastos de intervención de fedatario público y otros, así como los impuestos y otros derechos que recaigan sobre la transacción, y se excluyen las primas o descuentos obtenidos en la compra o emisión, los gastos financieros, los costes de mantenimiento y los administrativos internos.

El denominado *cost of carry* es aquel coste asociado a la emisión de bonos debido a que estos normalmente no se refinancian en el mismo momento de su vencimiento, sino que se realizan emisiones con anterioridad para garantizar la disposición de fondos en el momento de vencimiento del bono original. Es decir, el *cost of carry* sería aquel coste de la empresa asociado a mantener en su tesorería los fondos que captan a través de la nueva emisión hasta el momento en que vence el bono original.

Estos costes adicionales CA se consideran iguales a los estimados para las redes de transporte y distribución de electricidad en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24.

3.4. Riesgos adicionales

Adicionalmente, al igual que se hizo en el acuerdo por el que se “aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025” (INF/DE/113/18), es necesario tener en cuenta que la tasa de retribución financiera depende del WACC, pero no tiene por qué coincidir con el mismo. El WACC proporciona una estimación del coste promedio de los proveedores de capital, que en aplicación de esta metodología se calcula a partir de un conjunto de empresas comparables europeas, mientras que la tasa de retribución es un componente regulado que puede reflejar adicionalmente otras consideraciones, relacionadas con la composición y actualización del RAB, u otros costes o ingresos asociados al ejercicio de la actividad en cuestión, que puede no tener en cuenta el propio WACC.

En este sentido, las características del marco retributivo específico aplicable a la actividad de generación renovable, así como las especificidades de esta actividad, permiten argumentar que las sociedades de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables están sujetas a una serie de riesgos adicionales que no son soportados por las empresas que realizan actividades de transporte y distribución de energía eléctrica o gas natural.

Uno de estos riesgos (riesgo de precio) no está totalmente recogido en el cálculo del WACC obtenido mediante un conjunto de comparadores a nivel europeo, por lo que se propone considerar adicionalmente un diferencial que lo contemple en la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En el apartado 5 del presente informe, se describe la naturaleza de este riesgo adicional y se realiza una cuantificación del mismo de cara al cálculo de la tasa de retribución financiera para esta actividad, correspondiente al tercer periodo regulatorio.

4. APLICACIÓN NUMÉRICA DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LAS ACTIVIDADES DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS CORRESPONDIENTE AL TERCER PERÍODO REGULATORIO

Conforme a lo establecido en el Real Decreto 413/2014, la tasa de retribución financiera aplicable en el periodo regulatorio 2026-2031 a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos se debe calcular como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años de los 24 meses previos al mes de mayo de 2025, incrementada en un diferencial.

En el presente apartado, se propone un valor numérico para la tasa de retribución financiera, resultante de la aplicación de la metodología descrita en el apartado 3. Para ello, se ha tomado como fecha de cierre para la consideración de los datos el día 31 de diciembre de 2023.

4.1. Selección del grupo de comparadores

De acuerdo con los criterios especificados en el apartado 3.1, se obtiene en primer lugar el listado de empresas incluidas en el informe de Diacore, compuesto por las 52 empresas que se muestran en el Cuadro 2, en el que también se especifica el país al que pertenece cada una de ellas.

De dicho listado, se excluyen aquellas empresas que se dedican exclusivamente a la fabricación y comercialización de infraestructuras y componentes relacionados con la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, aquellas para las que la actividad de generación renovable no supone un porcentaje suficientemente representativo de sus ingresos (superior al 15%), aquellas que no poseen generación solar (fotovoltaica o termoeléctrica) en Europa, las que no pertenecen a la región relevante definida en el apartado 3.1, así como aquellas sociedades para las que no se dispone de suficiente información de mercado en Bloomberg.

Cuadro 2. Listado de empresas incluidas en el informe Diacore

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: *Elaboración propia a partir del informe Diacore, 2016 (“The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies”).*

Por otro lado, se realiza una búsqueda de Bloomberg de empresas de Europa Occidental que ejercen actividades de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, en países con un tamaño relevante en la UE, en Reino Unido y en Noruega, conforme a los criterios indicados en el apartado 3.1.

En la búsqueda realizada en Bloomberg, en EQS (*Equity Screening Function*), se especifica lo siguiente:

- *Country/Territory of Domicile: Austria; Belgium; Denmark; Finland; France; Germany; Greece; Ireland; Italy; Netherlands; Norway; Portugal; Spain; Sweden; United Kingdom.*
- *Sequential Percent of Total (Latest FY Product Segment Revenue Percent from Renewable Energy Generation) above 0%*

A partir de dicha búsqueda, se obtiene el listado de 64 empresas mostrado en el Cuadro 3, habiéndose indicado aquellas que no cumplen con alguno de los requisitos establecidos en el apartado 3.1. Cabe destacar que algunas de las empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg también aparecen incluidas en el informe Diacore.

Cuadro 3. Listado de empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg

Nombre	País	¿Elegida comparador?	Motivo de exclusión
Verbund	Austria	No	Generación renovable poco representativa
Copenhagen Capital	Dinamarca	No	Generación renovable poco representativa
Orsted	Dinamarca	No	Sin generación solar
UPM-Kymmene	Finlandia	No	Generación renovable poco representativa
Fortum	Finlandia	No	Generación renovable poco representativa
Intexa	Francia	Sí	
Neoen	Francia	Sí	
Voltalia	Francia	Sí	
ENGIE	Francia	No	Generación renovable poco representativa en Europa
Good Energy Group	Gran Bretaña	No	Generación renovable poco representativa
Drax Group	Gran Bretaña	No	Sin generación solar

Atlantica Sustainable Infrastructure	Gran Bretaña	No	Datos en dólares
SSE	Gran Bretaña	No	Generación renovable poco representativa
Field Systems Design	Gran Bretaña	No	Generación renovable poco representativa
Itm Power	Gran Bretaña	No	Generación renovable poco representativa
MVV Energie	Alemania	No	Generación renovable poco representativa
PNE	Alemania	No	Sin generación solar
Energiekontor	Alemania	Sí	
Baywa Vink	Alemania	No	Generación renovable poco representativa
RWE	Alemania	No	Generación renovable poco representativa
Westag	Alemania	No	Generación renovable poco representativa
Mainova	Alemania	No	Generación renovable poco representativa
Fernheizwerk Neukölln	Alemania	No	Generación renovable poco representativa
Terna Energy	Grecia	No	Sin generación solar
Dionic Societe Anonyme	Grecia	No	Generación renovable poco representativa
Centric Holdings	Grecia	No	Generación renovable poco representativa
GEK Terna Holding Real Estate Construction	Grecia	No	Generación renovable poco representativa
Elve Clothing	Grecia	No	Generación renovable poco representativa
Vogiatzoglou Systems	Grecia	No	Generación renovable poco representativa
General Commercial & Industrial	Grecia	No	Generación renovable poco representativa
Kibo Energy	Irlanda	No	Generación renovable poco representativa
EQTEC	Irlanda	No	Generación renovable poco representativa
Fusion Fuel Green	Irlanda	No	Generación renovable poco representativa
Alerion Clean Power	Italia	Sí	
ERG	Italia	Sí	
Iniziative Bresciane	Italia	No	Sin generación solar
Neodecortech	Italia	No	Datos insuficientes
Italmobiliare	Italia	No	Generación renovable poco representativa
Greenthesis	Italia	No	Generación renovable poco representativa
Saras	Italia	No	Generación renovable poco representativa
Borgosesia	Italia	No	Generación renovable poco representativa
Photon Energy	Países Bajos	No	Generación renovable poco representativa
EAM Solar	Noruega	Sí	
Otovo	Noruega	No	Generación renovable poco representativa
Energeia	Noruega	Sí	
Arendals Fossekompagni	Noruega	No	Generación renovable poco representativa
Scatec	Noruega	Sí	
Bonheur	Noruega	No	Sin generación solar.
Solstad Offshore	Noruega	No	Generación renovable poco representativa
Hydrogenpro	Noruega	No	Generación renovable poco representativa

Greenvolt-Energias Renovaveis	Portugal	No	Sin generación solar
EDP-Energias de Portugal	Portugal	No	Sin generación solar en Europa
Solaria Energía y Medioambiente	España	Sí	
EDP Renovaveis	España	No	Sin generación solar en Europa
Corporación Acciona Energias Renovables	España	Sí	
Acciona	España	No	Se considera Corp. Acciona Energía Renovables
Endesa	España	Sí	
Naturgy Energy Group	España	Sí	
Enerside Energy	España	No	Generación renovable poco representativa
Orron Energy	Suecia	No	Sin generación solar
Arise	Suecia	No	Sin generación solar
Biokraft International	Suecia	No	Sin generación solar
Gigasun	Suecia	No	Generación renovable poco representativa
Holmen	Suecia	No	Generación renovable poco representativa

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg.

Adicionalmente, al igual que se hizo en el informe del anterior período regulatorio INF/DE/044/18, se ha intentado realizar una búsqueda de las empresas incluidas en los índices mencionados en el informe Diacore del sector de las energías renovables. Sin embargo, como se ha indicado en el punto 3.1, algunos de estos índices han dejado de existir en la actualidad o han sido sustituidos por otros. Por lo tanto, los índices o fondos en los que se han hecho búsquedas son los siguientes: *The 30 RENIXX-World stock*, que lista las 30 principales empresas de la industria renovable a nivel mundial, el índice *IREX* (pequeñas y medianas empresas renovables de la bolsa italiana), el índice *ISE Global Wind Energy* y el ETF *Global X Renewable Energy Producers ETF*. Teniendo en cuenta los criterios definidos en el apartado 3.1, se incluye en el listado provisional de comparadores la sociedad que se muestra en el Cuadro 4, que es la única empresa adicional que se ha encontrado en alguno de los índices anteriores.

Cuadro 4. Listado de empresas adicionales extraídas de los índices *The 30 RENIXX-World stocks*, *IREX*, *ISE Global Wind Energy* y del ETF *Global X Renewable Energy Producers ETF*

Nombre	País	RENIXX	IREX	ISE	Global X Renewable Energy Producers ETF
Encavis	Alemania	x		x	x

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, como se ha explicado anteriormente, se considera pertinente incluir a las empresas que perciben una mayor retribución regulada renovable en España, aunque no cumplan con el criterio de poseer más de un 15% de sus ingresos procedentes de dicha actividad. Por ello, se han buscado las empresas que percibieron el mayor porcentaje de retribución regulada en España en 2022 y se han añadido en el listado de comparadores aquellas que aún no estaban incluidas y que tienen datos suficientes en Bloomberg. Estas empresas han sido CONTOURGLOBAL, ENDESA, NATURGY ENERGY, IBERDROLA y CORPORACIÓN ACCIONA ENERGÍAS RENOVABLES (Cuadro 5).

Cuadro 5. Listado de empresas españolas incluidas en el grupo de comparadores

Nombre	País
Contourglobal ⁸	Reino Unido
Endesa	España
Naturgy Energy	España
Iberdrola	España
Corp. Acciona Energías Renovables	España

Fuente: Elaboración propia

Como se indicó en el apartado 3.1, se descartan del listado de comparadores las empresas que pertenecen a países con un rating inferior a BB-/Ba3, según la agencia de calificación considerada. A 31 de diciembre de 2023, todos los países de los comparadores cumplen con este requisito de rating.

⁸ Esta empresa española, con sede en Reino Unido, tiene activos renovables en Italia, Bulgaria, Austria y España, así como en varios países de África y América.

Cuadro 6. Rating otorgado en diciembre de 2023 por las principales agencias de calificación crediticia a los países correspondientes al listado de empresas obtenidas

País	Moody's	S&P	Fitch
Alemania	Aaa <u>u</u>	AAA <u>u</u>	AAA <u>u</u>
Austria	Aa1	AA+	AA+u
Bélgica	Aa3	AA <u>u</u>	AA-u
Dinamarca	Aaa <u>u</u>	AAA <u>u</u>	AAA
España	Baa1	A <u>u</u>	A-u
Finlandia	Aa1	AA+	AA+
Francia	Aa2 <u>u</u>	AA <u>u</u>	AA-u
Grecia	Ba1	BBB-	BBB-
Holanda	Aaa <u>u</u>	AAA <u>u</u>	AAA <u>u</u>
Irlanda	Aa3	AA	AA-
Italia	Baa3 <u>u</u>	BBBu	BBBu
Noruega	Aaa	AAA <u>u</u>	AAA <u>u</u>
Portugal	A3	BBB+u	A-u
Reino Unido	Aa3 <u>u</u>	AA <u>u</u>	AA-u
Suecia	Aaa	AAA <u>u</u>	AAA <u>u</u>

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg

En consecuencia, el listado final de comparadores seleccionado consta de un total de 18 empresas procedentes de 6 países (ver Cuadro 7). Dentro del listado están representadas 5 sociedades españolas, 2 de ellas con un porcentaje significativo de sus ingresos procedentes de la actividad de generación renovable, y las otras 3, sociedades matrices de los grupos ENDESA, IBERDROLA y NATURGY ENERGY que, si bien realizan adicionalmente otro tipo de actividades reguladas y liberalizadas, tienen un papel muy relevante en el sector de la generación renovable en España.

Cuadro 7. Listado final de comparadores seleccionados

Nombre	País	Búsqueda Bloomberg	Informe Diafore	RENIXX	IREX	ISE	Global X Renewable Energy Producers ETF	Retribución RECORE España
Intexa SA	Francia	x						
Neoen SA	Francia	x		x		x	x	
Voltalia SA	Francia	x						
Contourglobal LTD	Reino Unido							x
Energiekontor AG	Alemania	x	x			x		
Encavis AG	Alemania			x		x	x	

7c Solarparken AG	Alemania		x					
Alerion Clean Power SpA	Italia	x	x		x			
ERG SpA	Italia	x				x	x	
Renantis SpA	Italia		x		x			
EAM Solar ASA	Noruega	x						
Energeia AS	Noruega	x						
Scatec ASA	Noruega	x					x	
Solaria Energía y Medioambiente SA	España	x	x				x	
Corp. Acciona Energías Renovables SA	España	x				x		x
Endesa SA	España	x						x
Naturgy Energy Group SA	España	x						x
Iberdrola SA	España		x			x		x

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg

Seleccionando del listado anterior aquellas empresas para las que la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables suponga un porcentaje igual o superior al 95% de sus ingresos, se obtienen las 8 empresas que se considerarían comparadores puros (Cuadro 8).

Cuadro 8. Listado de comparadores puros seleccionados

Nombre	País
Intexa SA	Francia
Neoen SA	Francia
Contourglobal LTD	Reino Unido
7c Solarparken AG	Alemania
Alerion Clean Power SpA	Italia
ERG SpA	Italia
EAM Solar ASA	Noruega
Corporación Acciona Energías Renovables SA	España

Fuente: Elaboración propia

Todos los cálculos para la determinación de los distintos parámetros del WACC se realizarán empleando la información correspondiente tanto al grupo de todos los comparadores, como al de los comparadores puros.

4.2. Cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio

En el Informe INF/DE/113/18 se señalaba respecto al cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio lo siguiente: “Se considera que no existen razones que justifiquen un apalancamiento óptimo distinto para el sector de renovables, que para las actividades de transporte y distribución [...]. De forma consistente con este criterio, se opta por tomar el mismo valor de apalancamiento que se toma para las empresas de redes en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24, es decir, se selecciona un ratio de apalancamiento regulatorio del 46%.

4.3. Tasa impositiva considerada

Tal y como se indica en la Circular 2/2019 y al igual que se hizo en el informe INF/DE/113/18, se consideran para el cálculo del WACC las tasas estatutarias totales para cada país publicadas por la OCDE en su página web. Puesto que, de cara a la aplicación de la propuesta de metodología, se ha tomado como fecha de cierre para la consideración de los datos el 31 de diciembre de 2023, se han tenido en cuenta las tasas estatutarias correspondientes a dicho año.

Así, en el Cuadro 9, se incluyen las tasas estatutarias totales para el año 2023 de los países europeos a los que pertenecen los 18 comparadores seleccionados en el apartado 4.1. La tasa impositiva estatutaria de España en 2023 es del 25,0%.

Cuadro 9. Tasa impositiva estatutaria por país en el año 2023 de los países a los que pertenecen los comparadores seleccionados

País	Tasa impositiva estatutaria total (2023)
Alemania	29,95%
Austria	24,00%
Bélgica	25,00%
España	25,00%
Francia	25,83%
Reino Unido	25,00%
Grecia	22,00%
Italia	27,81%
Portugal	31,50%

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos publicados en la web de la OCDE.

4.4. Cálculo del coste de los fondos propios

Según la metodología recogida en la Circular 2/2019 y que no se modifica en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24, para el cálculo del coste de los fondos propios se emplea el *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), por ser el método más ampliamente utilizado, tanto en el ámbito financiero como a nivel regulatorio europeo.

A continuación, se explica detalladamente cómo se ha efectuado el cálculo de cada uno de los parámetros incluidos en la fórmula del CAPM, esto es, la tasa libre de riesgo, el coeficiente beta y la prima de riesgo de mercado.

4.4.1. Cálculo de la tasa libre de riesgo

Conforme al periodo de estudio seleccionado y el horizonte relevante considerado, si se calculase la tasa libre de riesgo como la media de las cotizaciones diarias (*mid yield to maturity*) del Bono del Estado español a 10 años, obtenidas de Bloomberg, para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2023, tal y como se hizo en el INF/DE/044/18, se obtendría un valor del 1,42%.

Este valor tan excepcionalmente bajo, tal y como se ha explicado en la memoria de la propuesta de Circular CIR/DE/002/24 *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*" (CIR/DE/002/24), es debido a que la cotización de los Bonos del Estado español se ha caracterizado por valores muy pequeños durante los años 2019, 2020 y 2021, si bien ha repuntado a partir de 2022. Ello se debe a que en el año 2019 aún se encontraba en vigor el programa de compras de activos del Banco Central Europeo (en adelante, BCE) iniciado en marzo de 2015 (*Quantitative Easing* o QE), al que se sumó el programa de compras de emergencia frente a la pandemia del COVID en 2020 (*Pandemic Emergency Purchase Program* o PEPP), con el objetivo de contrarrestar los riesgos sobre la economía de la eurozona. Tras la crisis energética de finales de 2021, acrecentada por la invasión de Ucrania en 2022, que dio paso a un drástico incremento de la inflación, el BCE decidió suspender en julio de 2022 su programa de compra de activos, de forma que las cotizaciones de los bonos del Estado se han elevado hasta suponer el 4% en ciertos momentos del año 2023.

En conclusión, para corregir estos valores excepcionales del bono español durante algunos años del período considerado en el cálculo de la tasa libre de

riesgo, por coherencia con la propuesta de Circular CIR/DE/002/24 que modifica la Circular 2/2019, se le suma al promedio del bono del Estado español a 10 años, un diferencial por el ajuste que se ha denominado QE. Este diferencial será idéntico al que se ha sumado para la tasa aplicable a las actividades de redes, por lo que la tasa libre de riesgo finalmente considerada es, al igual que en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24, de un 3,25%.

4.4.2. Cálculo del coeficiente β

En primer lugar, la beta apalancada de cada empresa incluida en el grupo de comparadores seleccionado se ha obtenido de Bloomberg (“*BETA_RAW_OVERRIDEABLE*”), empleando como fecha de inicio el 1 de enero de 2018, y fecha de fin del periodo, el 31 de diciembre de 2023. De esta manera, se calcula una sola beta para cada empresa, a partir de una regresión lineal de las observaciones históricas semanales hasta el último día del periodo.

A continuación, las betas apalancadas de las empresas se desapalancan utilizando la fórmula de Modigliani-Miller, como se indica en la Circular 2/2019 y tal y como se hizo en el INF/DE/044/18. Para ello se emplea, en el caso de cada comparador, la tasa impositiva estatutaria del país correspondiente, siendo estas tasas las indicadas en el apartado 4.3 de este informe. Por su parte, el ratio de apalancamiento de cada comparador se calcula a partir de los valores de deuda y fondos propios correspondientes a cada sociedad. Para la deuda, se toma el promedio entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2023 de los valores diarios extraídos de Bloomberg, correspondientes a la deuda a largo y corto plazo de cada sociedad (“*SHORT_AND_LONG_TERM_DEBT*”), de la que se resta el valor medio en el mismo periodo de su importe de efectivo y otros activos líquidos equivalentes (“*BS_CASH_NEAR_CASH_ITEM*”). Para los fondos propios, se toma de Bloomberg el promedio entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2023 de la capitalización bursátil de cada sociedad (“*HISTORICAL_MARKET_CAP*”).

Adicionalmente, como se ha indicado en el apartado 3.2, se ha procedido a aplicar un test de liquidez, de forma que no se produzca un sesgo en la beta resultante, derivado del uso de comparadores que muestren poca liquidez en el mercado.

Así, se han descartado los valores del coeficiente beta de las sociedades cuya media correspondiente al año 2023, obtenida de Bloomberg, de sus diferenciales diarios de compra-venta fuera superior al 1% (“*AVERAGE_BIDASK_SPREAD_%*”). Concretamente, se han eliminado siguiendo este criterio las betas correspondientes a INTEXA,

CONTOURGLOBAL, RENANTIS, EAM SOLAR y ENERGEIA, bien por falta de información sobre liquidez, bien porque superaban el 1% establecido como límite.

En el Cuadro 10, se incluye el listado de betas apalancadas y desapalancadas correspondientes a cada uno de los comparadores seleccionados. En gris, se muestran los comparadores descartados por no haber superado el test de liquidez descrito.

Una vez descartados los comparadores que no han superado dicho test, la beta desapalancada de la actividad regulada se ha obtenido como el promedio de los coeficientes beta desapalancados del resto de sociedades. Así, el valor correspondiente a la beta desapalancada promedio para todos los comparadores asciende al 0,48, mientras que, si únicamente se toman los comparadores puros, la beta desapalancada promedio resulta del 0,40.

Cuadro 10. Listado de las betas apalancadas y desapalancadas de los comparadores seleccionados y cálculo de la beta promedio desapalancada, empleando todos los comparadores y únicamente comparadores puros

Nombre	País	Beta apalancada β_L	Ratio D/FP	Tasa estatutaria total	Beta despalancada β_U	Diferencial medio de compraventa 2023	Comparador puro
Intexa SA	Francia	-0,65	-79%	25,83%	-1,57	Sin datos - Descartada	Sí
Neoen SA	Francia	0,43	57%	25,83%	0,30	0,18%	Sí
Voltalia SA	Francia	0,55	51%	25,83%	0,40	0,32%	No
Contourglobal LTD	Reino Unido	0,54	174%	25,00%	0,24	Sin datos - Descartada	Sí
Energiekontor AG	Alemania	0,71	33%	29,95%	0,58	0,53%	No
Encavis AG	Alemania	0,84	84%	29,95%	0,53	0,18%	No
7c Solarparken AG	Alemania	0,33	76%	29,95%	0,22	0,57%	Sí
Alerion Clean Power SpA	Italia	0,55	52%	27,81%	0,40	0,57%	Sí
ERG SpA	Italia	0,61	50%	27,81%	0,45	0,11%	Sí
Renantis SpA	Italia	0,82	41%	27,81%	0,63	Sin datos - Descartada	No
EAM Solar ASA	Noruega	0,86	52%	22,00%	0,61	6,33% - Descartada	Sí
Energeia AS	Noruega	0,17	15%	22,00%	0,15	6,17% - Descartada	No

Scatec ASA	Noruega	0,90	57%	22,00%	0,62	0,29%	No
Solaria Energía y Medioambiente SA	España	0,86	27%	25,00%	0,71	0,12%	No
Corporación Acciona Energías Renovables SA	España	0,72	21%	25,00%	0,62	0,13%	Sí
Endesa SA	España	0,69	46%	25,00%	0,51	0,06%	No
Naturgy Energy Group SA	España	0,68	61%	25,00%	0,47	0,11%	No
Iberdrola SA	España	0,66	76%	25,00%	0,42	0,06%	No
Promedio coeficiente beta (todos los comparadores)							0,48
Promedio coeficiente beta (comparadores puros)							0,40

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg, para el período 2018-2023.

Finalmente, se ha reapalancado la beta obtenida para cada uno de los dos casos anteriores, mediante la aplicación de la fórmula de Hamada, incluida en el artículo 8 de la Circular 2/2019. Para ello, se ha aplicado el ratio óptimo de deuda/fondos propios (D/FP) que se deriva del ratio de apalancamiento óptimo obtenido en el apartado 4.2 ($D/(FP+D) = 46\%$) y que asciende consecuentemente al 85%, y la tasa impositiva estatutaria aplicable en España en el año 2023 (25%).

De este modo, se obtiene un valor de 0,79 para la beta reapalancada en caso de emplearse todos los comparadores y de un 0,65, si únicamente se emplean comparadores puros (Cuadro 11).

Cuadro 11. Cálculo de la beta reapalancada, empleando todos los comparadores y únicamente comparadores puros

	Beta despalancada promedio β_u	Tasa estatutaria España T	Ratio óptimo D/FP	Beta reapalancada β
Todos los comparadores	0,48	25%	85%	0,79
Comparadores puros	0,40	25%	85%	0,65

Fuente: Elaboración propia.

4.4.3. Cálculo de la prima de riesgo del mercado

Como se indica en el artículo 9 de la Circular 2/2019, la prima de riesgo de mercado se estima como la media ponderada del promedio, para cada país europeo, de las medias geométrica y aritmética publicadas en el informe DMS, estando basada la ponderación de los distintos países en su nivel de capitalización bursátil.

El informe DMS utilizado en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24 es el publicado por UBS en el mes de marzo de 2024 (“*Global Investment Returns Yearbook 2024*”), que incorpora en su tabla 11, “*Worldwide equity risk premiums relative to bonds, 1900-2023*”, los valores de las medias geométricas y aritméticas de las primas de riesgo correspondientes al periodo 1900-2023 para una serie de países. De dicha tabla, se han tomado los países correspondientes a la Unión Europea y Noruega, de forma coherente con el criterio seguido para la elección de comparadores. Para obtener la ponderación de cada país, se ha considerado el nivel de capitalización bursátil correspondiente a cada uno de ellos a 31 de diciembre de 2023, obtenido de Bloomberg (“WCAU”).

En el Cuadro 12, se muestra el peso relativo otorgado a cada país en la ponderación final y se calcula la prima de riesgo de mercado, para la que se obtiene un valor del 4,98%.

Cuadro 12. Cálculo de la prima de riesgo de mercado con datos de DMS correspondientes al periodo 1900-2023

País	Peso relativo (según capitalización bursátil)	Media geométrica (informe DMS)	Media aritmética (informe DMS)	Promedio media geométrica y aritmética	Media geométrica ponderada	Media aritmética ponderada	Promedio medias geométrica y aritmética ponderadas
Alemania	16,60%	5,10%	8,20%	6,65%	0,85%	1,36%	1,10%
Austria	1,07%	3,20%	21,00%	12,10%	0,03%	0,22%	0,13%
Bélgica	2,74%	2,50%	4,60%	3,55%	0,07%	0,13%	0,10%
Dinamarca	5,79%	3,90%	5,60%	4,75%	0,23%	0,32%	0,28%
España	5,16%	1,90%	3,80%	2,85%	0,10%	0,20%	0,15%
Finlandia	2,05%	5,50%	9,10%	7,30%	0,11%	0,19%	0,15%
Francia	22,53%	3,50%	5,70%	4,60%	0,79%	1,28%	1,04%
Holanda	6,84%	3,60%	5,90%	4,75%	0,25%	0,40%	0,32%
Irlanda	0,60%	3,00%	4,90%	3,95%	0,02%	0,03%	0,02%
Italia	4,76%	3,30%	6,60%	4,95%	0,16%	0,31%	0,24%
Noruega	2,75%	2,90%	5,60%	4,25%	0,08%	0,15%	0,12%
Portugal	0,64%	5,40%	9,40%	7,40%	0,03%	0,06%	0,05%
Reino Unido	21,28%	3,80%	5,20%	4,50%	0,81%	1,11%	0,96%
Suecia	7,19%	3,50%	5,70%	4,60%	0,25%	0,41%	0,33%
Prima de riesgo de mercado (PRM)							4,98%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe DMS Global Investment Returns Yearbook 2024. El peso relativo según capitalización bursátil se ha obtenido de Bloomberg (“WCAU”) a fecha 31 de diciembre de 2023.

A partir de los valores obtenidos para la tasa libre de riesgo, el coeficiente beta y la prima de riesgo de mercado, de la aplicación del modelo CAPM resulta un valor para el coste de los fondos propios del 7,17%, en caso de considerarse todos los comparadores, y del 6,50%, en caso de tenerse en cuenta únicamente comparadores puros, tal y como se muestra en el Cuadro 13.

Cuadro 13. Cálculo del coste de los fondos propios empleando todos los comparadores y únicamente comparadores puros

	Todos los comparadores	Comparadores puros
Media 6 años bono español 10 años	3,25%	3,25%
Beta	0,79	0,65
PRM	4,98%	4,98%
Coste de los fondos propios (R_{FP})	7,17%	6,50%

Fuente: Elaboración propia.

4.5. Cálculo del coste de la deuda

El coste de la deuda se ha calculado conforme a los criterios especificados en el apartado 3.3 de este informe, según la metodología de la Circular 2/2019, modificada por la propuesta de Circular CIR/DE/002/24. Como se ha indicado anteriormente, se calcula el coste de la deuda en el escenario *business as usual* considerando un coeficiente “d” igual a 3,3%.

Para hallar el coste de la deuda en el escenario *business as usual* deberá calcularse el coste de la deuda histórico anual, para los años 2018 a 2023 y el coste de la deuda futuro anual, para los años 2024 a 2028.

i) Coste de la deuda histórico anual, para los años 2018 a 2023.

Para obtener el coste histórico de la deuda, el coste de la deuda de cada sociedad se ha estimado considerando como tipo de interés de referencia la media de las cotizaciones diarias del IRS a 10 años, obtenidas de Bloomberg, entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2023, resultando un 1,016%. En cuanto al diferencial, este se ha calculado, para cada empresa, como la media de sus cotizaciones diarias de los CDS a 10 años, obtenidas de Bloomberg, entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2023. A este respecto, únicamente

2 comparadores disponen de datos de cotización de CDS para el periodo de análisis, concretamente NATURGY ENERGY GROUP e IBERDROLA.

En el caso de las empresas incluidas como comparadores de las que no se dispone de CDS, directamente o a través de sociedades de su grupo, se ha utilizado el promedio de las TIR de sus emisiones de deuda a un plazo de 5-15 años, en euros, y con fecha de emisión comprendida entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2023. Los bonos convertibles han sido descartados, por considerarse que su riesgo es superior al de la deuda corporativa convencional. En este sentido, las empresas INTEXA, NEOEN, VOLTALIA, ENERGIEKONTOR, ENCAVIS, RENANTIS, EAM SOLAR, ENERGEIA, SCATEC, SOLARIA ENERGÍA Y MEDIOAMBIENTE y ENDESA, no disponen de ninguna emisión de deuda que cumpla con las características anteriores, por lo que no se han podido considerar en el cálculo del coste de la deuda.

Posteriormente, el coste de la deuda se ha calculado como el promedio de los costes de financiación obtenidos para cada comparador en el periodo 2018-2023. En el Cuadro 14 se especifica el método de cálculo empleado para la obtención del coste de financiación de cada sociedad. Asimismo, al final de dicho cuadro se indican los resultados obtenidos, tanto considerando todos los comparadores, como considerando únicamente los que son comparadores puros. Debe señalarse que los valores para los comparadores puros son escasos, por lo que los resultados del coste de la deuda para comparadores puros se obtienen con 3 valores para 5 de los 6 años del periodo considerado y con 2 valores para el otro año del periodo.

Cuadro 14. Cálculo del coste de la deuda, empleando todos los comparadores y únicamente comparadores puros

Nombre	País	¿Comparador puro?	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
			Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones
Intexa SA	Francia	Sí	Sin emisiones válidas											
Neoen SA	Francia	Sí	Sin emisiones válidas											
Voltalia SA	Francia	No	Sin emisiones válidas											
Contourglobal LTD	Reino Unido	Sí	Media TIR emisiones	3,764%	Sin emisiones válidas		Media TIR emisiones	2,938%	Sin emisiones válidas		Sin emisiones válidas		Sin emisiones válidas	
Energiekontor AG	Alemania	No	Sin emisiones válidas											
Encavis AG	Alemania	No	Sin emisiones válidas											
7c Solarparken AG	Alemania	Sí	Media TIR emisiones	3,290%	Sin emisiones válidas		Media TIR emisiones	2,500%						
Alerion Clean Power SpA	Italia	Sí	Media TIR emisiones	3,750%	Media TIR emisiones	3,125%	Sin emisiones válidas		Media TIR emisiones	2,250%	Media TIR emisiones	3,500%	Media TIR emisiones	6,864%
ERG SpA	Italia	Sí	Sin emisiones válidas		Media TIR emisiones	1,933%	Media TIR emisiones	0,616%	Media TIR emisiones	0,901%	Sin emisiones válidas		Sin emisiones válidas	
Renantis SpA	Italia	No	Sin emisiones válidas											

EAM Solar ASA	Noruega	Sí	Sin emisiones válidas									
Energeia AS	Noruega	No	Sin emisiones válidas									
Scatec ASA	Noruega	No	Sin emisiones válidas									
Solaria Energía y Medioambiente SA	España	No	Sin emisiones válidas									
Corp Acciona Energías Renovables SA	España	Sí	Sin emisiones válidas		Media TIR emisiones	1,687%	Media TIR emisiones	3,000%	Media TIR emisiones	1,158%	Media TIR emisiones	2,116%
Endesa SA	España	No	Sin emisiones válidas									
Naturgy Energy Group SA	España	No	IRS+CDS	2,087%	IRS+CDS	1,212%	IRS+CDS	0,752%	IRS+CDS	0,964%	IRS+CDS	3,333%
Iberdrola SA	España	No	IRS+CDS	1,967%	IRS+CDS	1,091%	IRS+CDS	0,610%	IRS+CDS	0,819%	IRS+CDS	2,962%
			IRS+CDS	3,990%			IRS+CDS		IRS+CDS		IRS+CDS	

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
PROMEDIO EUROPEO COSTE DEUDA	2,97%	1,81%	1,58%	1,22%	2,98%	4,46%
PROMEDIO COSTE DEUDA COMPARADORES PUROS	3,60%	2,25%	2,18%	1,44%	2,81%	4,72%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg para el período 2018-2023.

ii) Coste de la deuda futuro anual, para los años 2024 a 2028.

Para el cálculo a futuro de la deuda, el coste de la deuda se estima, para cada año del periodo 2024-2028, considerando como tipo de interés de referencia los futuros a 30 de junio de cada año de IRS a 10 años, obtenidos de Bloomberg con fecha 31 de diciembre de 2023 más un diferencial (Cuadro 15).

Cuadro 15. Valores a futuro del IRS previstos por Bloomberg a fecha 31/12/2023

30/06/2024	2,84%
30/06/2025	2,43%
30/06/2026	2,51%
30/06/2027	2,57%
30/06/2028	2,62%

Nota: El futuro a 30/06/2024 se sustituye por el valor spot obtenido a fecha 30/06/2024 de acuerdo con el criterio seguido en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24.

Como se ha indicado en el apartado 3.3, al valor futuro del IRS a 10 años se le sumará una prima de incertidumbre que será la misma que en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24: 43 puntos básicos en las estimaciones a 1,5 años (valor de 2025), 65 puntos básicos en las estimaciones a 2,5 años (valor de 2026), 76 puntos básicos en las estimaciones a 3,5 años (valor de 2027) y 84 puntos básicos en las estimaciones a 4,5 años (valor de 2028). Por lo tanto, los valores del IRS sumándoles la prima de incertidumbre de 2025 a 2028 serán los mostrados en el Cuadro 16.

Cuadro 16. Valores a futuro del IRS previstos por Bloomberg a fecha 31/12/2023 sumándoles la prima de incertidumbre de 2025 a 2028.

30/06/2024	2,84%
30/06/2025	2,87%
30/06/2026	3,16%
30/06/2027	3,33%
30/06/2028	3,45%

Nota: No se suma prima de incertidumbre al valor de 2024 por ser el valor spot a fecha 30/06/2024, no el estimado.

El diferencial se ha calculado cada año como la media del diferencial promedio calculado a partir de las cotizaciones diarias de los CDS de los comparadores que disponen de CDS, o de la diferencia entre el *yield at issue* de las emisiones consideradas para los comparadores que no disponen de CDS, obtenidas de Bloomberg, entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año del periodo 2018-2023 y el valor del IRS a 10 años en la fecha de dicha emisión. Los valores empleados y los resultados se muestran en el Cuadro 17.

Cuadro 17. Cálculo del diferencial promedio

Nombre	País	Comp. puro	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
			Método de cálculo	Valor										
Intexa SA	Francia	Sí	Sin emisiones válidas											
Neoen SA	Francia	Sí	Sin emisiones válidas											
Voltalia SA	Francia	No	Sin emisiones válidas											
Contourglobal LTD	Reino Unido	Sí	Media TIR emisiones	2,851%	Sin emisiones válidas		Media TIR emisiones	3,204%	Sin emisiones válidas		Sin emisiones válidas		Sin emisiones válidas	
Energiekontor AG	Alemania	No	Sin emisiones válidas											
Encavis AG	Alemania	No	Sin emisiones válidas											
7c Solarparken AG	Alemania	Sí	Media TIR emisiones	2,207%	Sin emisiones válidas		Media TIR emisiones	-0,455%						
Alerion Clean Power SpA	Italia	Sí	Media TIR emisiones	2,875%	Media TIR emisiones	2,971%	Sin emisiones válidas		Media TIR emisiones	2,036%	Media TIR emisiones	1,733%	Media TIR emisiones	4,158%
ERG SpA	Italia	Sí	Sin emisiones válidas		Media TIR emisiones	1,434%	Media TIR emisiones	0,827%	Media TIR emisiones	0,850%	Sin emisiones válidas		Sin emisiones válidas	
Renantis SpA	Italia	No	Sin emisiones válidas											

EAM Solar ASA	Noruega	Sí	Sin emisiones válidas									
Energeia AS	Noruega	No	Sin emisiones válidas									
Scatec ASA	Noruega	No	Sin emisiones válidas									
Solaria Energía y Medioambiente SA	España	No	Sin emisiones válidas									
Corp Acciona Energías Renovables SA	España	Sí	Sin emisiones válidas		Media TIR emisiones	1,583%	Media TIR emisiones	3,246%	Media TIR emisiones	1,006%	Media TIR emisiones	0,932%
Endesa SA	España	No	Sin emisiones válidas									
Naturgy Energy Group SA	España	No	CDS	1,124%	CDS	0,953%	CDS	0,894%	CDS	0,911%	CDS	1,406%
Iberdrola SA	España	No	CDS	1,004%	CDS	0,831%	CDS	0,752%	CDS	0,766%	CDS	1,036%
												0,942%

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2018 - 2023
PROMEDIO DEL DIFERENCIAL (todos los comparadores)	2,01%	1,55%	1,78%	1,11%	1,28%	1,45%	1,53%
PROMEDIO DEL DIFERENCIAL (comparadores puros)	2,64%	2,00%	2,43%	1,30%	1,33%	1,74%	1,91%

Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, el coste de la deuda anual para los años 2024 a 2028 considerando todos los comparadores es el indicado en el Cuadro 18.

Cuadro 18. Coste de la deuda para los años 2024-2028 tomando todos los comparadores

	Futuros	Diferencial promedio	Coste de la deuda
2024	2,84%	1,53%	4,37%
2025	2,87%	1,53%	4,40%
2026	3,16%	1,53%	4,69%
2027	3,33%	1,53%	4,87%
2028	3,45%	1,53%	4,98%

Nota: El futuro correspondiente a 2024 se sustituye por el valor *spot* obtenido a fecha 30/06/2024 de acuerdo con el criterio seguido en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24.

Fuente: Elaboración propia.

Y el coste de la deuda anual para los años 2024 a 2028 considerando únicamente los comparadores puros sería el indicado en el Cuadro 19.

Cuadro 19. Coste de la deuda para los años 2024-2028 considerando solamente los comparadores puros

	Futuros	Diferencial promedio	Coste de la deuda
2024	2,84%	1,91%	4,74%
2025	2,87%	1,91%	4,77%
2026	3,16%	1,91%	5,06%
2027	3,33%	1,91%	5,24%
2028	3,45%	1,91%	5,36%

Nota: El futuro correspondiente a 2024 se sustituye por el valor *spot* obtenido a fecha 30/06/2024 de acuerdo con el criterio seguido en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24.

Fuente: Elaboración propia.

iii) Cálculo del coste de la deuda para el periodo regulatorio 2026-2031

Una vez calculado el coste anual de la deuda para los años 2024 a 2028, se realiza un promedio para obtener el coste de la deuda para el periodo regulatorio.

Como se ha indicado anteriormente, dicho coste se calcula con la fórmula del cálculo del coste de la deuda “Business as usual” indicada en el apartado 3.3 y considerando un coeficiente “d” igual al 3,3%. El Cuadro 20 muestra el cálculo del coste de la deuda considerando todos los comparadores:

Cuadro 20. Coste de la deuda promedio del periodo 2026-2031 considerando todos los comparadores

	Coste de la deuda	Datos históricos						Futuros					Promedio anual	Ponderación
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
	2026	2,97	1,81	1,58	1,22	2,98	4,46						2,50%	1,00
	2027		1,81	1,58	1,22	2,98	4,46	4,37					2,74%	0,97
	2028			1,58	1,22	2,98	4,46	4,37	4,40				3,17%	0,93
	2029				1,22	2,98	4,46	4,37	4,40	4,69			3,68%	0,90
	2030					2,98	4,46	4,37	4,40	4,69	4,87		4,29%	0,87
	2031						4,46	4,37	4,40	4,69	4,87	4,98	4,63%	0,84
Promedio para el periodo 2026-2031													3,17%	

Fuente: Elaboración propia.

El valor de la deuda que se utiliza para el cálculo del WACC corresponde al valor indicado en el Cuadro 20 (3,17%).

A este valor se le deben añadir también los 7 puntos básicos, al igual que se hace en la Circular 2/2019 en su modificación por la propuesta de Circular CIR/DE/002/24, para incluir los costes de transacción por la emisión de deuda y el *cost of carry*.

Si se consideran únicamente los comparadores puros, el cálculo del coste de la deuda sería el mostrado en el Cuadro 21 muestra el cálculo del coste de la deuda considerando todos los comparadores:

Cuadro 21. Coste de la deuda promedio del periodo 2026-2031 considerando únicamente los comparadores puros.

	Coste de la deuda	Datos históricos						Futuros					Promedio anual	Ponderación
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
	2026	3,60	2,25	2,18	1,44	2,81	4,72						2,83%	1,00
	2027		2,25	2,18	1,44	2,81	4,72	4,74					3,02%	0,97
	2028			2,18	1,44	2,81	4,72	4,74	4,77				3,44%	0,93
	2029				1,44	2,81	4,72	4,74	4,77	5,06			3,92%	0,90
	2030					2,81	4,72	4,74	4,77	5,06	5,24		4,56%	0,87
	2031						4,72	4,74	4,77	5,06	5,24	5,36	4,98%	0,84
Promedio para el periodo 2026-2031													3,44%	

Fuente: Elaboración propia.

El valor de la deuda que se utilizaría para el cálculo del WACC si se hiciese el cálculo solamente con los comparadores puros sería al valor indicado al final del Cuadro 21 (3,44%). A este valor se le añaden también los 7 puntos básicos para incluir los costes de transacción por la emisión de deuda y el *cost of carry*.

5. DESCRIPCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS ADICIONALES

Como se ha introducido en el apartado 3, sobre la propuesta de metodología, el WACC calculado podría no contemplar totalmente el riesgo de precio de mercado al que están sometidas las sociedades que se dedican a la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Por ello, se propone evaluar y cuantificar este riesgo, como un diferencial que se sumaría al WACC obtenido, al igual que se hizo en el acuerdo por el que se “aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025” (INF/DE/113/18).

El artículo 13 del Real Decreto 413/2014 incluye, como uno de los parámetros retributivos más relevantes necesarios para la aplicación del régimen retributivo específico a cada una de las instalaciones tipo, la estimación del precio del mercado diario e intradiario.

En lo que se refiere al cálculo de dicha estimación, el artículo 22, apartado 1, del mismo Real Decreto señala lo siguiente:

“1. La estimación del precio de mercado para cada año del semiperiodo regulatorio se calculará como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP desde el 1 de junio al 30 de noviembre del año anterior al inicio del semiperiodo para el que se estima el precio del mercado.

Dicha estimación se aprobará mediante orden ministerial, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos”.

En relación con lo anterior, y para mitigar la incertidumbre en los ingresos derivada de los potenciales desvíos que se produzcan entre los precios de mercado estimados y los reales, el marco retributivo específico aplicable a la actividad de generación renovable introduce el siguiente mecanismo de ajuste (artículo 22 del Real Decreto 413/2014):

“2. Se establecerán para cada instalación tipo, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dos límites superiores denominados LS1 y LS2 siendo LS1 menor que LS2, y dos límites inferiores denominados LI1 y LI2

siendo $LI1$ mayor que $LI2$, en torno al precio estimado del mercado que ha sido considerado en el cálculo de los parámetros retributivos.

3. Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se encuentre fuera de dichos límites, se generará, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, que se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado y se calculará, para el año « i » del semiperíodo regulatorio « j », como sigue:

a) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario haya sido superior a $LS2$:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + Nh_{i,j} * (LS2_{i,j} - P_{cesta,j})$$

b) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario se haya situado entre $LS1$ y $LS2$:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LS1_{i,j} - P_{cesta,i})$$

c) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año « i » haya resultado mayor que $LI1$ y menor que $LS1$:

$$Vajdm_{i,j} = 0$$

d) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año « i » se haya situado entre $LI1$ y $LI2$:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LI1_{i,j} - P_{cesta,i})$$

e) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año « i » haya sido inferior a $LI2$:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + Nh_{i,j} * (LI2_{i,j} - P_{cesta,i})$$

Siendo:

$Vajdm_{i,j}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado diario e intradiario en el año « i » del semiperíodo regulatorio « j », expresado en €/MW.

$Nh_{i,j}$: Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos de dicha instalación tipo para el año « i » del semiperíodo regulatorio « j », expresado en horas.

$P_{cesta,i}$: Valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año “ i ”, expresado en €/MWh, calculado de acuerdo con la siguiente expresión

$$P_{cesta,i} = [a_i * Pm_i + b_i * Pfannual_i + \sum_{k=1}^{k=4} (c_{i,k} * Pftrim_{i,k}) + \sum_{l=1}^{l=12} (d_{i,l} * Pfmen_{i,l})] * C_{apunt\ i}$$

Donde:

Pm_i : Precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año “ i ”, expresado en €/MWh.

$Pfannual_i$: Precio medio del futuro anual con liquidación en el año “ i ”, expresado en €/MWh. Calculado como la media aritmética de las cotizaciones de referencia del contrato de futuro anual con liquidación en el año “ i ” publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en los seis meses anteriores al inicio de su liquidación. Para el año 2023 se considerará el contrato de futuro anual con liquidación en 2023 negociado desde el 1 de octubre de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022.

$Pftrim_{i,k}$: Precio medio de los futuros trimestrales para el trimestre “ k ” del año “ i ”, expresado en €/MWh. Calculado como la media aritmética de las cotizaciones de referencia de los contratos de futuros trimestrales con liquidación en el trimestre “ k ” del año “ i ” publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en los tres meses anteriores al inicio de su liquidación.

$Pfmen_{i,l}$: Precio medio de los futuros mensuales para el mes “ l ” del año “ i ”, expresado en €/MWh. Calculado como la media aritmética de las cotizaciones de referencia de los contratos de futuros mensuales con liquidación en el mes “ l ” del año “ i ” publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en el mes anterior al inicio de su liquidación.

a_i : Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año “ i ”.

b_i : Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros anuales para el año “ i ”.

$c_{i,k}$: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros trimestrales para el trimestre “k” del año “i”.

$d_{i,l}$: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros mensuales para el mes “l” del año “i”.

$Capunti$: Coeficiente de apuntamiento real de cada tecnología, para el año “i”.

Para el año 2022, el coeficiente a_{2022} tomará como valor 1 y los coeficientes b_{2022} , del $c_{2022,1}$ al $c_{2022,4}$, y del $d_{2022,1}$ al $d_{2022,12}$ tomarán como valor 0.

Para el año 2023, los coeficientes de ponderación tomarán los siguientes valores:

Coeficiente	Valor
a_{2023}	0,75
b_{2023}	0,15
$c_{2023,1}$ al $c_{2023,4}$	0,025
$d_{2023,1}$ al $d_{2023,12}$	0

Para los años 2024 y 2025, la ponderación de los precios de los mercados de futuros en la cesta de precios será igual o superior al 50 % y al 75 %, respectivamente. Los valores concretos de los coeficientes correspondientes a los años 2024 y 2025 serán fijados por Orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delgada del Gobierno para Asuntos Económicos, antes del 1 de julio del año anterior.

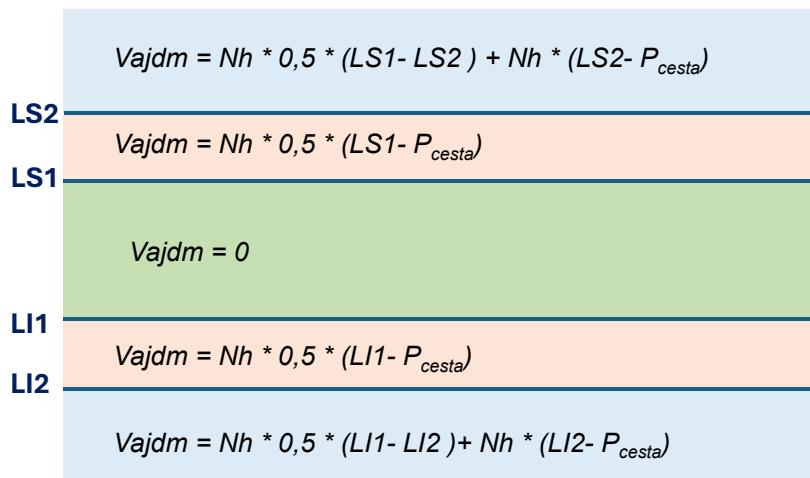
En el caso de las instalaciones de pequeña potencia el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado se calculará únicamente considerando el precio medio anual del mercado diario e intradiario para cada año. Para ello el coeficiente a_i tomará el valor 1 y los coeficientes b_i , $c_{i,k}$ y $d_{i,l}$ tomarán el valor 0”.

El objetivo del anterior mecanismo de ajuste es por tanto definir unos límites superiores e inferiores a la estimación del precio de mercado. Dichas bandas

límites de precios aparecen representadas en el Gráfico 1, junto con los correspondientes valores de ajuste.

De esta forma, cuando el valor medio ponderado de la cesta de precios se encuentre fuera de los límites exteriores (LS2 y LI2) establecidos, se generará, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, denominado valor de ajuste por desviaciones, que representa una cobertura total. Cuando se encuentre entre los límites interiores (LS1 y LI1) y los límites exteriores (LS2 y LI2), se generará un ajuste por desviaciones que representa una cobertura del 50%. Cuando el valor medio ponderado de la cesta de precios se encuentra dentro de los límites interiores (LS1 y LI1), no se genera ningún ajuste por desviaciones, luego los precios situados en esa banda quedan sin cobertura.

Gráfico 1. Bandas de ajuste de precios



Fuente: Elaboración propia a partir de Real Decreto 413/2014.

En cuanto a la aplicación del ajuste calculado, el punto 5 del artículo 22 añade que “5. El valor de ajuste por desviación en el precio del mercado se calculará de forma anual y se compensará durante el resto de la vida útil de la instalación según lo previsto en el anexo VI”.

A la vista de lo anterior, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las desviaciones del valor medio ponderado de la cesta de precios con respecto al valor previsto no se compensan dentro de las bandas interiores, y solo se compensan al 50% entre los límites interiores y exteriores. Por lo tanto, el valor de ajuste por desviación en el precio de mercado no elimina por completo la exposición de los productores renovables al riesgo de precio de mercado.

- La aplicación de la compensación correspondiente será diferida en el tiempo, en el sentido de que no tendrá lugar durante el mismo año en que tenga lugar la desviación, sino a lo largo de la vida útil de la instalación. Por lo tanto, este ajuste estará sujeto a la variación de la tasa de retribución financiera a lo largo de los sucesivos períodos regulatorios.

El riesgo de precio es un riesgo de tipo sistemático o de mercado, con lo que debería estar incluido en el coeficiente beta si los comparadores elegidos fueran perfectamente comparables a las empresas que realizan la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos en España. Sin embargo, el hecho de que se hayan tomado comparadores europeos, implica que el riesgo de precio de mercado podría no estar totalmente recogido, dado que otros esquemas retributivos de renovables aplicables en otros países europeos garantizan un precio fijo de la electricidad a los proyectos de generación renovable, ya sea completando el precio de mercado mediante primas, ya sea por otros mecanismos de cobertura financieros.

Por los motivos citados, se ha añadido un diferencial sobre el WACC calculado, que tenga en cuenta el riesgo de precio descrito en el tercer periodo regulatorio, para evitar que éste pueda no quedar totalmente recogido.

A efectos de no modificar el cálculo de comparadores europeos que se ha utilizado en el cálculo de todos los parámetros del WACC, incluida la beta, este diferencial se ha estimado a partir de la diferencia en el WACC nominal después de impuestos que resultaría si se consideraran únicamente empresas españolas en el cálculo de la beta promedio, con respecto a incluir todos los comparadores.

Así, si se consideran únicamente empresas españolas, la beta desapalancada sería de 0,55, que reapalancada con la fórmula de Hamada (tasa impositiva del 25% y ratio de apalancamiento óptimo del 46%) resultaría 0,90. Manteniendo el resto de parámetros sin cambios, resultaría un WACC nominal después de impuestos del 5,29%, que es 30 pb. superior al WACC nominal después de impuestos del 4,99% que resulta con la beta calculada con todos los comparadores (0,79 reapalancada).

De acuerdo con todo lo expuesto, se considera razonable para el tercer periodo regulatorio 2026-2031, añadir **un diferencial de 30 puntos básicos**, sobre el WACC nominal después de impuestos, para tener en cuenta el riesgo de precio de mercado al que está sujeta la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en el cálculo de su tasa de retribución financiera.

La estimación se ha realizado con la información disponible, si bien se considera necesario señalar que existen otros factores que podrían explicar la diferencia en las betas.

6. CÁLCULO DEL WACC Y DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA (RENTABILIDAD RAZONABLE)

A partir de los resultados numéricos obtenidos en el apartado 4 para los distintos parámetros, el WACC nominal después de impuestos se calcula aplicando la siguiente fórmula:

$$WACC = \frac{D}{D+FP} * R_D * (1-T) + \left(1 - \frac{D}{D+FP}\right) * R_{FP}$$

Donde:

D	Deuda
FP	Fondos propios
D/(D+FP)	Ratio de apalancamiento, o porcentaje de financiación con deuda
R _D	Coste de la deuda, nominal antes de impuestos
T	Tasa impositiva
R _{FP}	Coste de los fondos propios

A este WACC nominal después de impuestos hay que adicionar el diferencial asociado a la cuantificación del riesgo de precio, que ha sido identificado y evaluado en el apartado 5.

Dado que las empresas reciben su retribución antes de impuestos, el WACC nominal después de impuestos, junto con el diferencial por riesgos adicionales, se transforman en valores nominales antes de impuestos, para obtener la Tasa de Retribución Financiera (TRF).

$$TRF = \frac{WACC \text{ nominal post - tax} + \text{diferencial riesgos adicionales}}{1 - \text{Tasa impositiva}}$$

Como se muestra en el Cuadro 22, en caso de emplearse todos los comparadores, se obtiene una tasa de retribución financiera antes de impuestos del 7,05%.

Cuadro 22. Cálculo de la tasa de retribución regulada y el diferencial, empleando todos los comparadores

Fecha de cierre de datos: 31/12/2023		
[1] Tasa libre de riesgo (R_{LR})	3,25%	Bono español a 10 años (media últimos 6 años) + Ajuste QE (elasticidad elevada)
[2] Coeficiente beta (β)	0,79	Beta
[3] Prima de riesgo de mercado (PRM)	4,98%	DMS – Promedio ponderado Europa (media aritmética y geométrica)
[4] Rentabilidad de los fondos propios después de impuestos (R_{FP})	7,17%	[1] + ([2] x [3])
[5] Coste de la deuda antes de impuestos (R_D)	3,24%	IRS + CDS ó Spread + Costes adicionales
[6] Tasa impositiva (T)	25%	Tasa estatutaria España 2023
[7] Ratio de apalancamiento (RA)	46%	D / (D + FP)
[8] WACC nominal después de impuestos	4,99%	[4] x (1 - [7]) + ([5] x (1 - [6])) x [7]
[9] Diferencial por riesgos adicionales	0,30%	Diferencial por riesgo de precio
[10] Tasa de retribución financiera antes de impuestos	7,05%	([8]+[9])/([1]-[6])

Fuente: Elaboración propia.

Alternativamente, si se emplean únicamente comparadores puros, se obtiene una tasa de retribución financiera antes de impuestos del 6,69% (Cuadro 23).

Cuadro 23. Cálculo de la tasa de retribución regulada y el diferencial, empleando únicamente comparadores puros

Fecha de cierre de datos: 31/12/2023		
[1] Tasa libre de riesgo (R_{LR})	3,25%	Bono español a 10 años (media últimos 6 años) + Ajuste QE (elasticidad elevada)
[2] Coeficiente beta (β)	0,65	Beta
[3] Prima de riesgo de mercado (PRM)	4,98%	DMS – Promedio ponderado Europa (media aritmética y geométrica)
[4] Rentabilidad de los fondos propios después de impuestos (R_{FP})	6,50%	[1] + ([2] x [3])
[5] Coste de la deuda antes de impuestos (R_D)	3,51%	IRS + CDS ó Spread + Costes adicionales
[6] Tasa impositiva (T)	25%	Tasa estatutaria España 2023
[7] Ratio de apalancamiento (RA)	46%	D / (D + FP)
[8] WACC nominal después de impuestos	4,72%	[4] x (1 - [7]) + ([5] x (1 - [6])) x [7]
[9] Diferencial por riesgos adicionales	0,30%	Diferencial por riesgo de precio
[10] Tasa de retribución financiera antes de impuestos	6,69%	([8]+[9])/([1]-[6])

Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, como consecuencia de la metodología de cálculo propuesta para la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la aplicación numérica de la misma efectuada a partir de los datos calculados a fecha 31/12/2023, resultaría una tasa de retribución financiera en el rango del 6,69% al 7,05%, para el segundo periodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2031.

Dentro de este rango, se opta por el valor correspondiente al resultado de la metodología con todos los comparadores, puesto que se obtiene a partir de los

datos de un mayor número de empresas, lo que se traduce en un resultado más robusto y menos influenciado por los datos de una empresa concreta o un conjunto de ellas. Como se ha observado anteriormente, los datos para los comparadores puros son escasos para ciertos parámetros como el coste de la deuda. La utilización del resultado con todos los comparadores es asimismo coherente con el criterio utilizado en la Circular 2/2019 para la actividad de redes, así como con el criterio empleado para el periodo regulatorio anterior en el “*acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (INF/DE/113/18). Además, el resultado con todos los comparadores incluye a los grupos de sociedades que realizan la actividad de renovables en España con un alto nivel de representatividad (IBERDROLA, ENDESA, NATURGY).

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 vigente⁹, esta Comisión debe emitir este informe, resultaría, para el tercer período regulatorio, en una tasa de retribución financiera (TRF) del 7,05%.**

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 19 del Real Decreto 413/2014, 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 3,76% obtenido de acuerdo con esta fórmula:

$$\text{Diferencial} = \text{TRF} (7,05\%) - \text{Media bono Estado 10 años (may 23 – abr 25)} (3,29\%)$$

7. Valoración de las alegaciones

Como se ha señalado anteriormente, se han recibido alegaciones de distintas empresas de generación renovable, cogeneración y residuos, así como de diferentes asociaciones.

⁹ Artículo 19.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Las alegaciones de carácter general consideran que la tasa de retribución financiera propuesta es **insuficiente**, y que su diferencial respecto al valor propuesto para transporte y distribución de electricidad ha disminuido respecto al diferencial del período regulatorio anterior.

Respecto a estas alegaciones, la CNMC considera que el valor del 7,05% propuesto se obtiene a través de una metodología continuista con la utilizada en el período regulatorio anterior (INF/DE/113/18), añadiendo las modificaciones implementadas en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24, por lo que, independientemente del diferencial que se obtiene respecto a la actividad de transporte y distribución de energía eléctrica, el valor es adecuado.

Varios agentes señalan que debería **excluirse** a ENDESA, S.A., NATURGY ENERGY GROUP, S.A. e IBERDROLA, S.A. **del grupo de comparadores**, por tratarse de empresas cuya actividad es principalmente la distribución y la generación convencional, por lo que no las consideran comparadores adecuados para la actividad RECORE, ya que estas empresas tienen un riesgo menor, lo cual infraestima tanto el parámetro beta como el valor del coste de la deuda.

La CNMC ha incluido estas empresas como comparadores, de forma continuista con el período regulatorio anterior, donde también se incluyeron. Si bien es cierto que son empresas cuyo principal negocio no es la generación renovable, son sin embargo tres de las empresas que mayor porcentaje de retribución RECORE percibieron en 2022, por lo que sigue considerándose pertinente incluirlas, tal y como se hizo en la propuesta del período regulatorio anterior INF/DE/113/18.

Varios agentes señalan que el **apalancamiento** óptimo no debería tomarse igual al valor empleado en redes, ya que son actividades diferentes.

La CNMC considera que es correcto tomar el mismo valor de apalancamiento óptimo que en la propuesta de Circular para redes, al igual que se hizo para el período regulatorio anterior en la propuesta INF/DE/113/18, ya que no existen razones que justifiquen un apalancamiento óptimo distinto para las actividades RECORE que para las actividades de transporte y distribución.

Respecto a la **prima de riesgo de mercado**, varios agentes presentan alegaciones respecto a la media utilizada para su cálculo. En particular, consideran que debería utilizarse únicamente la **media aritmética** de la serie DMS. En este sentido, señalan que la media aritmética es la herramienta adecuada para estimar el rendimiento esperado, mientras que la media geométrica no lo reflejaría correctamente, resultando conceptualmente inadecuada, y que su utilización introduce un sesgo a la baja en el coste de capital. Además, varios agentes alegan que desde la Comisión Europea se indica

que la media aritmética es la aproximación más comúnmente utilizada y la más fácil de calcular. Asimismo, varios agentes señalan que la PRM es un parámetro económico general que depende del comportamiento del mercado de renta variable y, por tanto, su metodología debería ser la misma que la de otros sectores regulados por la CNMC (telecomunicaciones, ferroviario, aeroportuario), donde se utiliza la media aritmética. Adicionalmente, algunos agentes indican que otros reguladores energéticos europeos y no europeos también utilizan la media aritmética. Por todo lo anterior, solicitan utilizar la media aritmética del informe DMS.

Sobre esta alegación, la CNMC considera, por un lado, que no existe consenso entre expertos en finanzas ni académicos en lo que respecta a la utilización de una u otra media en el cálculo de la PRM. En este mismo sentido se pronunció en la memoria de la Circular 2/2019 (apartado 9.6.4.4). Esta ausencia de consenso se observa también en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la propuesta de Circular CIR/DE/002/24 entre los reguladores energéticos europeos. Por tanto, y de forma consistente con el criterio seguido en la Circular 2/2019 y en el expediente CIR/DE/002/24, se considera nuevamente que el promedio entre la media aritmética y la media geométrica es la opción más adecuada. Este mismo criterio lo siguen los reguladores de energía de Alemania, Bélgica (en transporte y en las actividades de distribución en la región flamenca) y Países Bajos.

Por otra parte, y como ya ha señalado anteriormente esta Comisión, la CNMC estima el coste medio ponderado del capital en diferentes sectores que regula y supervisa. Cabe precisar que pueden existir algunas diferencias en la definición específica de la metodología de cálculo de alguno de los parámetros del WACC debidas a aspectos regulatorios, diferencias sectoriales en la utilización del WACC, características heterogéneas de las empresas reguladas, propuestas de homogeneización a nivel europeo para cada sector, *benchmarks* de modelos retributivos y recomendaciones de buenas prácticas regulatorias.

Otras alegaciones respecto a la **PRM proponen utilizar las estimaciones** de Damodaran, de Kroll, o las **encuestas** de Pablo Fernández, en lugar de la serie histórica DMS.

La CNMC considera que la estimación de la PRM por parte de la mayoría de reguladores energéticos europeos se realiza utilizando series históricas y, en concreto, el informe DMS. Esta fuente cubre más de un siglo de datos y múltiples ciclos económicos, y es ampliamente reconocida y empleada por su robustez y estabilidad. Mientras que las encuestas son opiniones subjetivas proporcionadas por expertos y académicos que dependen de muchos factores como la

formulación de la encuesta, la muestra seleccionada y el contexto coyuntural, entre otros, lo que introduce un sesgo difícil de controlar. Y las estimaciones, por su parte, se realizan a partir de modelos que son muy sensibles a las distintas hipótesis de partida, generando resultados altamente fluctuantes de un año a otro.

Un agente señala que la rentabilidad de los fondos propios propuesta, calculada bajo el modelo CAPM, no es coherente porque se utilizan **bonos con diferentes horizontes temporales** para calcular la tasa libre de riesgo y la prima de riesgo de mercado. En concreto, indica que la tasa libre de riesgo se calcula con los bonos del Estado a 10 años, mientras que la PRM se obtiene del informe DMS, que utiliza un conjunto de bonos cuyo plazo en promedio es superior a 10 años. Dado que los tipos de interés aumentan con el plazo, subrayan que esto implica que se subestime el coste de los fondos propios y, por tanto, sesga a la baja la TRF. Indica también que algunos reguladores europeos han adaptado recientemente sus metodologías para homogeneizar los plazos considerados.

En lo que se refiere a esta alegación, la CNMC no considera apropiado realizar ajuste alguno por los siguientes motivos: (i) el cálculo de la PRM que se efectúa en la Circular no emplea todos los países considerados en la Tabla 11 del informe DMS, sino únicamente los países de la Unión Europea y Noruega. Analizándose los tipos de bonos y horizontes temporales utilizados en el informe DMS para cada país europeo considerado en el cálculo (según datos obtenidos del capítulo 12 “*Data sources*” de dicho informe), se observa que algunos países emplean bonos a 20 años, pero para otros usan índices con vencimientos de 10 años o mixtos. Asimismo, se observa que, en muchos países, se han considerado en ciertos períodos temporales bonos con plazos de vencimiento inferiores o iguales a 10 años; por otro lado, el propio informe DMS recoge que en algunos países no siempre está claramente definido el horizonte de vencimiento de los bonos empleados, especialmente los correspondientes a los períodos históricos más lejanos en el tiempo. Esto introduce un grado de incertidumbre metodológica que impide determinar con certeza el promedio de vencimiento de los bonos empleados en el cálculo de la PRM del DMS; y (ii) con respecto a las decisiones de otros reguladores europeos, mientras que el regulador holandés ACM decidió ajustar el horizonte a 20 años, el regulador alemán BNetzA rechazó incluir cambios en su metodología, al considerar que ambos componentes (PRM de DMS y tasa libre de riesgo nacional) pueden considerarse aisladamente dentro del marco regulatorio; que la diferencia de orientación temporal ya fue tratada en tribunales y se avaló la validez del uso de DMS aunque los plazos no fueran coincidentes; que el enfoque histórico del DMS sigue siendo el mejor estimador de la PRM independientemente de esa

diferencia con la tasa libre de riesgo; y que el efecto que produce la diferencia de horizontes temporales es irrelevante en la práctica regulatoria.

Un agente considera que la **beta** propuesta no recoge el riesgo de la actividad RECORE. Propone utilizar el valor promedio entre la beta obtenida con los comparadores puros y la beta obtenida únicamente con los comparadores españoles (0,85). La CNMC considera que, si se emplean los comparadores puros para este parámetro, se deben emplear también para el resto de parámetros. Este análisis con comparadores puros ya se ha realizado y se ha incluido en el documento sometido a consulta pública como contraste, dando como resultado un valor del 6,69%. Con respecto a utilizar comparadores españoles, se señala que el diferencial por riesgos adicionales se obtiene precisamente de considerar únicamente las empresas españolas para el cálculo del parámetro beta.

Algunos agentes cuestionan la **representatividad del coeficiente de ponderación “d”** para la realidad actual del parque RECORE, ya que pequeñas variaciones en su valor alteran de forma relevante el peso relativo de los años históricos frente a las estimaciones futuras. Solicitan que, al menos, se justifique de forma explícita y con evidencia cuantitativa la elección del coeficiente d igual a 3,3% para RECORE.

En el informe se ha incluido el coeficiente de disminución del inmovilizado “d”, al igual que se ha hecho en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24. Este parámetro “d” recoge la menor necesidad de refinanciación de la deuda cuando existe un perfil decreciente de la base de activos regulados. Se ha asumido un descenso del inmovilizado material neto consistente con la vida útil regulatoria. Para calcular este parámetro “d”, se ha considerado que las tecnologías que en la actualidad concentran la práctica totalidad de la retribución a la inversión son las tecnologías solar y fotovoltaica. La vida útil regulatoria para estas tecnologías es de 25 años para la generación termosolar y de 30 años generación fotovoltaica. Teniendo en cuenta el mayor peso de la generación fotovoltaica respecto a la termosolar en términos de potencia instalada, se ha considerado un coeficiente “d” igual a $1/30 = 0,033$, es decir, un 3,3%. Si se hubieran considerado 25 años, el coeficiente sería igual a $1/25$, es decir, un 4%, por lo que el coste de la deuda sería inferior al considerado. Se ha completado la explicación de este parámetro en el punto 3.3 del documento para responder a esta alegación.

Varios agentes consideran que el enfoque del cálculo del **coste de la deuda no es representativo** para las empresas del RECORE. El motivo es que el coste considerado (3,24%) es un punto básico inferior al de la tasa libre de riesgo

(3,25%) mientras que, habitualmente, el coste de la deuda es superior. Varios agentes consideran que esto carece de justificación financiera y que se explica por la diferencia metodológica entre los cálculos de ambos parámetros. Consideran que el coste de la deuda debería de tener un diferencial positivo respecto al bono soberano libre de riesgo. Se menciona un informe semestral de Acciona, así como datos de mercado para bonos corporativos *investment grade* para justificar un valor mayor del coste de la deuda. Proponen valores entre el 3,45% y el 4,31%.

La CNMC considera que el enfoque es continuista con la metodología empleada en el INF/DE/113/18 y únicamente se han añadido los cambios previamente introducidos en la propuesta de Circular CIR/DE/002/24.

Con relación a los **costes adicionales de la deuda**, algunas alegaciones recibidas consideran insuficiente su cuantía. En este sentido, señalan que su resultado no refleja adecuadamente los costes en los que incurren las empresas reguladas al financiarse en los mercados y que está alejado del coste medio que reconocen otros reguladores europeos. Otra alegación señala que hay más costes de transacción necesarios para realizar emisiones en el mercado de capitales que no se están reconociendo. Entre ellos, los costes asociados a líneas de crédito, las primas por nuevas emisiones y los costes de refinanciación. También se alega que el valor del *cost of carry* propuesto está infracalculado, porque se ha considerado únicamente como el coste derivado del solapamiento temporal entre el vencimiento de un bono y la emisión de otro para su refinanciación, en lugar de considerar el período temporal hasta el momento de la utilización efectiva de los fondos.

Respecto a estas alegaciones, la CNMC considera que los costes de transacción y el *cost of carry* propuestos proceden del cálculo realizado con la información aportada por las propias empresas reguladas españolas en el contexto de la propuesta de Circular CIR/DE/002/24. En los costes de transacción se han incorporado aquellas partidas que cumplen con la definición de costes de transacción del Plan General Contable, ya que garantiza un tratamiento homogéneo entre empresas y que no están siendo recuperados vía prestación de servicios. Con relación a la disponibilidad de los fondos antes de su utilización, se considera que las empresas, especialmente las de grupos integrados, disponen de mecanismos de gestión de la tesorería (*cashpooling*, etc.) para poner en valor sus excedentes en caso de tenerlos.

Sobre el **diferencial por riesgo de precio**, varios agentes consideran que debería aplicarse el mismo diferencial que se aplicó en el período regulatorio anterior (50 pb) o incluso uno mayor. Las justificaciones son que el cálculo de

este valor está afectado por el ratio de apalancamiento óptimo y no debería estarlo, y que consideran que el riesgo es similar o superior al período regulatorio anterior, debido a la elevada volatilidad del mercado eléctrico español y a la creciente incidencia de restricciones en tecnologías renovables, por lo que no consideran justificada su reducción. La CNMC considera que este diferencial se ha obtenido con la misma metodología de cálculo que el diferencial del período regulatorio anterior, y no hay motivos para modificar dicha metodología de cálculo.

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

ACUERDA

Primero.- Proponer una metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el tercer período regulatorio 2026-2031, con la cuantificación numérica que resulta de dicha metodología.

Segundo.- Ordenar el traslado de esta metodología y del resultado numérico que resulta de la misma al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en respuesta a la petición de informe realizada al amparo del artículo 19.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

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