

DOCUMENTO DE CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL SEGUNDO PERIODO REGULATORIO 2020-2025

Expediente: INF/DE/044/18

1. Antecedentes y fundamentos jurídicos

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, *del Sector Eléctrico*, establece en su artículo 14, apartado 4, sobre “*Retribución de las actividades*”, que *antes del comienzo de cada período regulatorio podrán revisarse los parámetros retributivos de las actividades de transporte, distribución y producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional, incluida la tasa de retribución aplicable a dichas actividades que se fijará legalmente.*

Por su parte, en el artículo 8 del Real Decreto 1047/2013, se indica el método de obtención de la tasa de retribución financiera del activo de transporte con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico:

“1. La tasa de retribución financiera del activo de transporte con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico 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 de inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

2. Antes del comienzo del siguiente periodo regulatorio podrá modificarse la tasa de retribución financiera de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

A tal efecto, 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.

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

Asimismo, antes del 1 de marzo del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, los interesados podrán remitir al Ministerio de Industria,

Energía y Turismo de forma detallada y motivada una propuesta que deberá incluir una cuantificación numérica del resultado de la misma con los datos conocidos en ese momento, indicando qué información es estimada o supuesta y cuál se deriva de datos reales auditados de la empresa proponente o del sector.

3. De conformidad con lo previsto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, para la determinación de la propuesta de valor que tomará el diferencial se atenderá a los siguientes criterios:

a) Retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española.

b) Coste de financiación de las empresas transportistas comparables eficientes y bien gestionadas de la Unión Europea.

c) Necesidades de inversión del siguiente periodo regulatorio de acuerdo a las estimaciones de evolución de la demanda”.

Los artículos 6 y 14 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se expresan en idénticos términos para la tasa de retribución financiera del activo de distribución con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico y a las empresas distribuidoras, en lugar de transportistas.

Finalmente, cabe señalar que, tanto el artículo 8 del Real Decreto 1047/2013 como el artículo 14 del Real Decreto 1048/2013, añade que “*en ningún caso, la variación de la tasa de retribución financiera empleada entre dos años consecutivos podrá ser superior en valor absoluto a 50 puntos básicos. En el caso de que se produjera una variación superior, la propuesta de cambio del valor en la tasa de retribución se efectuará en el número de años que resulte necesario a fin de no superar dicho límite*”.

En el ámbito de la normativa europea, cabe resaltar que los artículos 37, apartado 1, letra a) y 37, apartado 6, letra a) de la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio, sobre normas comunes del mercado interior de electricidad (en idénticos términos en la Directiva 2009/73/CE del mercado interior de gas), establecen con claridad la competencia de la Autoridad Regulatoria Nacional de determinar con independencia al menos las metodologías para las tarifas de transporte y distribución. Es interpretación comúnmente aceptada que estas metodologías de tarifas de transporte y distribución incluyen los aspectos retributivos, como se desprende del pronunciamiento del TJUE¹, de las disposiciones del código de

¹ En la sentencia Comisión / Bélgica, C-474/08, el TJUE concluyó que al conferir determinados elementos decisivos para el cálculo de las tarifas (en particular aspectos sobre amortizaciones y margen de beneficio) a una autoridad distinta de la ARN belga, la CRE, Bélgica habría infringido

red sobre armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, Reglamento UE 2017/460,² y de la competencia de la práctica totalidad de las autoridades nacionales de regulación en la UE en materia de retribución de redes de transporte y distribución de electricidad y gas.

Esta comisión se ha pronunciado repetidamente sobre la necesidad de proceder a aprobar las modificaciones legislativas necesarias para adecuar las competencias de la CNMC a las contenidas en las directivas y los reglamentos de desarrollo, poniendo fin de esta manera al procedimiento abierto contra el Reino de España.

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

2. Objeto

El objeto del presente informe es proponer, con carácter general, una metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de redes (transporte y distribución) del sector eléctrico, consistente con la mejor práctica regulatoria a nivel europeo, en los términos aprobados en el Plan de Actuación de 2018 de la CNMC³, para el segundo período regulatorio 2020-2025.

Conviene recordar que para el primer período regulatorio, el Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, se estableció una tasa de retribución financiera del 6,503 %, tomando los valores de las cotizaciones de los meses de abril a junio de 2013, los tres meses previos a la entrada en vigor

las competencias de la ARN establecidas en el artículo 23, apartado 2 de la Directiva 2003/54/CE. Este artículo es equivalente al artículo 37, 1 a) de la Directiva 2009/72/CE, por lo que la sentencia es igual de pertinente en lo que se refiere al cumplimiento de las directivas del tercer paquete.

² Artículos 3 y 30 del Reglamento 460/2017, por el que se establece un código de red sobre armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas

³ El Plan de Actuación 2018 de la CNMC establece, dentro del área de Energía, lo siguiente (página 14): “La tercera línea de actuación tiene como referente la retribución adecuada de las redes eléctrica y gasista para determinar, a partir de la misma, los ingresos del sistema mediante los correspondientes peajes y cánones que pagan los usuarios de las redes. En primer lugar, es fundamental establecer metodología propia del sector para la determinación de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas, tal y como sucede en el ámbito europeo.”

del RDL 9/2013, incrementada en un diferencial de 200 puntos básicos, sin referencia a ninguna metodología de cálculo.

La presente metodología permitiría calcular un valor numérico del diferencial de la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable) de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo período regulatorio, comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025, con datos a 31 de diciembre de 2017, sobre la base de las cotizaciones de referencia de los bonos a 10 años establecidas en los artículos 8 del Real Decreto 1047/2013 y 14 del Real Decreto 1048/2013, ambos de 27 de diciembre, esto es, los 24 meses previos al mes de mayo del año 2019.

La metodología que se propone es consistente con las mejores prácticas regulatorias en la Unión Europea. El informe de diciembre de 2017, del Consejo de Reguladores Energéticos Europeos “*CEER Report on Investment Conditions in European Countries*”, ofrece una visión general de los marcos retributivos aplicados en 2017 a las redes de transporte y distribución de electricidad y gas, con especial atención a la determinación de los costes de capital, en los Estados Miembros de la Unión Europea y Noruega.

Del análisis efectuado en dicho informe, se concluye que la metodología WACC es la más empleada entre los reguladores europeos para el cálculo de la tasa de retribución de las actividades reguladas del sector energético (ver Cuadro 1).

Adicionalmente, cabe señalar que en todos los países de la Unión Europea recogidos en el Cuadro 1, España es el único país en el que la Autoridad Regulatoria Nacional (la CNMC) no aprueba la metodología de retribución de las empresas reguladas y, en particular, la de la tasa de retribución financiera.

Cuadro 1. Utilización de la metodología WACC en otros países europeos para el cálculo de la tasa de retribución de las actividades reguladas del sector energético

País	Uso del WACC
Alemania	No, pero es bastante similar al WACC. La ley garantiza el coste razonable de la deuda y se calcula el coste de los recursos propios por el modelo CAPM.
Austria	Sí
Bélgica	Solo para distribución. Para transporte no es un WACC clásico, pero la ley garantiza el coste razonable de la deuda y se calcula el coste de los recursos propios por el modelo CAPM.
Dinamarca	Solo para distribución de gas. El transporte de electricidad pertenece a una empresa 100% estatal
Eslovenia	Sí
España	No
Estonia	Sí
Finlandia	Sí
Francia	Sí
Gran Bretaña	Sí
Grecia	Para distribución. Para transporte es una tasa de retorno basada en WACC.
Holanda	Sí
Hungría	Sí
Irlanda	Sí
Italia	Sí
Letonia	Sí
Lituania	Sí
Luxemburgo	Sí
Noruega	Sí
Polonia	Sí
Portugal	Sí
República Checa	Sí
Rumanía	Sí
Suecia	Sí

Fuente: CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017.

Finalmente, cabe señalar que en la sección 7 de este informe se analiza la aplicabilidad de esta metodología en el cálculo de la tasa de retribución financiera en las actividades de redes del sector gasista, y en la sección 8 se analiza la

aplicabilidad para la actividad de producción de energía eléctrica en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares.

Esta propuesta da asimismo respuesta a las solicitudes de informe de la CNMC realizadas por el Secretario de Estado de Energía, con entrada los días 20 y 22 de junio de 2018, sobre las tasas de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de electricidad, así como las aplicables a la retribución de los sistemas eléctricos no peninsulares.

3. Empresas que realizan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, clasifica a las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica como actividades reguladas, reconociendo su carácter de monopolio natural derivado de la eficiencia económica que proporciona la existencia de una única red.

De conformidad con lo establecido en el artículo 34.2 de la Ley 24/2013, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. actuará como transportista único, desarrollando la actividad en régimen de exclusividad en los términos establecidos en dicha Ley.

No obstante, para la mejor gestión de la red de distribución, la Ley 24/2013 habilita al Ministerio para la Transición Ecológica para autorizar expresa e individualizadamente, previa consulta a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Comunidad Autónoma correspondiente, que determinadas instalaciones de transporte secundario, por sus características y funciones, sean titularidad del distribuidor de la zona que se determine.

En la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, *por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016*, de acuerdo con la metodología de cálculo de la retribución de la actividad del transporte de energía eléctrica que establece el Real Decreto 1047/2013, la retribución total para el año 2016 de las cuatro empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica ascendió a 1.709.997.833 €, correspondiendo el 98,32% de la misma a RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. La sociedad matriz de su grupo, RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A., cotiza en bolsa y ha emitido deuda directamente o a través de sociedades de su grupo, en los mercados de capitales. Es titular de empresas que realizan actividades en el extranjero y en el sector de telecomunicaciones, si bien representan un porcentaje poco significativo del importe neto de la cifra de negocios del grupo.

En lo que se refiere a la actividad de distribución eléctrica, las empresas que realizan esta actividad pueden clasificarse en dos grupos:

- Por un lado, aquellas que tienen más de 100.000 clientes conectados a sus redes, perteneciendo a este grupo ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.U., IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U., UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A., HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A. y VIESGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U. Estas 5 empresas recibieron una retribución de 4.734 millones de euros en 2016, más del 91,7% del importe total de la retribución reconocida a la actividad de distribución de energía eléctrica en España para ese año. Las 5 empresas pertenecen a grupos energéticos verticalmente integrados. Las sociedades matrices de 3 de ellos (ENDESA, S.A., IBERDROLA, S.A. y GAS NATURAL SDG, S.A.) cotizan en la bolsa española. La sociedad matriz de HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A. en última instancia es EDP, que cotiza en la bolsa de Portugal. Con respecto a VIESGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U., forma parte de un grupo verticalmente integrado cuya sociedad matriz es VIESGO INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS, participada por fondos de inversión, y que no cotiza en bolsa. Las 5 empresas tienen la mayor parte de su deuda con empresas de su grupo de sociedades, habiendo emitido dicho grupo de sociedades deuda en los mercados de capitales.
- Por otro lado, existen más de 300 pequeñas empresas distribuidoras que tienen menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, correspondiéndole a las mismas el 8,3% de la retribución total en 2016.

4. Marco retributivo de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica

La retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica es regulada, atendiendo a los principios generales establecidos en la Ley 24/2013, que han sido desarrollados en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, *por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica*, y por el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, que modifica algunas disposiciones del citado Real Decreto 1047/2013.

El modelo retributivo de la actividad de transporte de energía eléctrica se completa con la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, *por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica*, así como con la publicación durante 2016 de diversas resoluciones necesarias para su implantación efectiva. De esta forma, la retribución anual establecida para 2016 de la actividad de transporte de energía eléctrica por la Orden IET/981/2016 ha sido la primera que se ha calculado en base al nuevo modelo retributivo introducido por el Real Decreto 1047/2013.

Los aspectos más relevantes de la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica son los siguientes:

- Se retribuye la inversión de los activos en servicio no amortizados, considerando el valor neto de los mismos (RAB). Los activos en servicio antes de 1998 se retribuyen como una única instalación. Por su parte, los activos puestos en servicio con posterioridad a 1998 pero con anterioridad al 31 de diciembre de 2014, se valoran a coste de reposición, mientras que los puestos en servicio desde el 1 de enero de 2015, se valoran como la semisuma del valor auditado y del valor calculado aplicando los valores unitarios de inversión que estén vigentes en el periodo regulatorio en que los activos se pongan en marcha. Todo ello, sin perjuicio de lo que resulte aplicable en el caso de instalaciones singulares. Existen valores unitarios de inversión diferenciados para Baleares y Canarias.
- El inmovilizado se retribuye considerando un término de amortización constante a lo largo de la vida útil regulatoria de los activos, y un término de retribución financiera que resulta de aplicar al valor neto de los activos la tasa de retribución financiera vigente en cada periodo regulatorio.
- Por otro lado, la operación y mantenimiento de los activos se retribuye teniendo en cuenta los valores unitarios vigentes en cada periodo regulatorio, salvo para las instalaciones singulares. Existen valores unitarios de operación y mantenimiento diferenciados para Baleares y Canarias. Los activos que han superado su vida útil regulatoria no reciben retribución por inversión, pero ven incrementados los valores unitarios de operación y mantenimiento por un factor que oscila entre el 15% y el 30% dependiendo del número de años que se extienda su uso (de 5 a 15 años). Tras 15 años, el factor se incrementa hasta alcanzar un máximo del 100%.
- Existe un incentivo a maximizar la disponibilidad de la red que oscila entre el -3,5% y el 2,5% de la retribución.
- El cobro de la retribución de las instalaciones puestas en servicio el año “n” se iniciará desde el 1 de enero del año “n+2”, actualizándose el valor del activo con la tasa de retribución financiera.
- Asimismo, la regulación establece mecanismos de control de la inversión, limitándose el volumen máximo de inversión autorizado al 0,065% del PIB. A este respecto, las empresas transportistas deberán presentar al Ministerio para la Transición Ecológica sus planes de inversión (anuales y plurianuales) para su aprobación, requiriéndose además informe favorable de las Comunidades Autónomas afectadas. Se establece también una limitación a las desviaciones frente al estándar establecido, reconociéndose sólo parcialmente el sobre coste, que deberá estar debidamente justificado y auditado.

Por su parte, el marco retributivo aplicable a la actividad de distribución eléctrica, se rige actualmente por el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, *por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad*

de distribución de energía eléctrica, en desarrollo de lo establecido en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Los aspectos más relevantes de la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución eléctrica se resumen a continuación:

- Se retribuye la inversión de los activos en servicio no amortizados, considerando el valor neto de los mismos (RAB). Los activos en servicio antes del 31 de diciembre de 2014 se valoran a coste de reposición con factores de eficiencia, mientras que los puestos en servicio desde el 1 de enero de 2015, se valoran como la semisuma del valor auditado y del valor calculado aplicando los valores unitarios de inversión que estén vigentes en el periodo regulatorio en que los activos se pongan en marcha.
- El inmovilizado se retribuye considerando un término de amortización constante a lo largo de la vida útil regulatoria de los activos, y un término de retribución financiera que resulta de aplicar al valor neto de los activos la tasa de retribución financiera vigente en cada periodo regulatorio, de forma análoga a la actividad de transporte.
- Por otro lado, la operación y mantenimiento de los activos se retribuye teniendo en cuenta los valores unitarios vigentes en cada periodo regulatorio, y adicionalmente se aplican determinados incentivos relacionados con la consecución de objetivos específicos relacionados con la calidad de suministro (-3%; +2%), la reducción de pérdidas en las redes de distribución (-2%; +1%) y la detección del fraude (0%; +1,5%). Asimismo, se retribuyen determinados costes necesarios para ejercer la actividad de distribución, como son la lectura de contadores, la contratación, la facturación de peajes de acceso y la gestión de impagos, la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes y los costes de estructura, a partir de valores definidos por cliente. Dichos valores están diferenciados para los primeros 1.000 clientes, los primeros 10.000 clientes y los primeros 1.000.0000 clientes. Las tasas de ocupación de la vía pública se recuperan como un *“pass-through”*.
- Al igual que en caso de la actividad de transporte, el cobro de la retribución de las instalaciones puestas en servicio el año “n” se iniciará desde el 1 de enero del año “n+2”, actualizándose el valor del activo con la tasa de retribución financiera.
- Además, la regulación establece mecanismos de control de la inversión, limitándose el volumen máximo de inversión autorizado a un total para el sector del 0,13% del PIB. Las empresas distribuidoras deberán presentar al Ministerio para la Transición Ecológica sus planes de inversión (anuales y plurianuales) para su aprobación, requiriéndose informe favorable de las Comunidades Autónomas afectadas. Se establece también una limitación de desviaciones frente al estándar establecido, reconociéndose sólo parcialmente el sobre coste, que deberá estar debidamente justificado y auditado.

En fecha 28 de noviembre de 2015, se publicó en el BOE el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modificaron distintas disposiciones en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre. Entre otros aspectos, el Real Decreto elimina la actualización anual de valores unitarios en función del Índice de Precios al Consumo (IPC), conforme a la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía.

Posteriormente, el 12 de diciembre de 2015, se publicó la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, que establece las instalaciones tipo y los valores unitarios a considerar en el cálculo de la retribución de la distribución. Además, esta Orden fijó el inicio del primer período regulatorio el 1 de enero de 2016.

En lo que se refiere específicamente al término de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, es necesario considerar que ambos marcos retributivos establecen que la tasa de retribución financiera vigente en cada periodo regulatorio se debe aplicar sobre el valor neto total de los activos.

Conforme a todo lo anterior, de cara a la propuesta de metodología de cálculo que se realiza en este informe, 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, no permitiendo la regulación vigente que se realicen actualizaciones de la misma a lo largo del periodo.
- Dicha tasa debe ser igual para todas las sociedades que realicen la misma actividad, sin que se pueda aplicar una tasa de retribución financiera distinta por empresa o grupos de empresas.
- La regulación en vigor establece que la tasa de retribución durante el periodo regulatorio se debe aplicar sobre el valor neto total de los activos: es decir, es la misma para las inversiones que se encuentran en servicio, así como para las nuevas inversiones que se realizarán durante el periodo regulatorio. A este respecto, es necesario poner de manifiesto que la tasa de retribución financiera, a pesar de ser única, se aplicará sobre activos que han sido valorados de distinta forma. Es decir, se aplica la misma tasa de retribución financiera a todo el RAB, independientemente del hecho de que una parte de los activos se valoran a coste de reposición, mientras que los puestos en servicio desde 2015 se valoran como la semisuma del valor auditado y del valor calculado aplicando los valores unitarios de inversión.

Por último, cabe destacar el significativo impacto económico que el valor de la tasa de retribución financiera supone sobre la retribución total a pagar a las empresas que realizan las actividades de transporte y distribución eléctrica, y por tanto, sobre los costes a soportar por el conjunto del sistema, si se tiene en cuenta que el RAB de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. ascendía a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** millones de euros a

31/12/2016 y que la suma del RAB de las empresas distribuidoras era de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] millones de euros a 31/12/2015. A este respecto, un incremento o disminución de 50 puntos básicos en la tasa de retribución financiera tiene un impacto agregado aproximado de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] millones de euros en la retribución de las actividades reguladas de transporte ([INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] millones de euros) y distribución de energía eléctrica [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]. A su vez, esta variación afectaría principalmente a los peajes de transporte y distribución correspondientes a los consumidores conectados a baja tensión (principalmente los consumidores domésticos), dado que cada consumidor sufragará el coste de las redes del nivel de tensión al que se conecta y la parte correspondiente de los niveles de tensión superiores.

5. El Coste Medio Ponderado de Capital (WACC) como método de estimación de la tasa de retribución financiera

El cálculo del Coste Medio Ponderado de Capital, conocido como WACC en la terminología financiera (*Weighted Average Cost of Capital*), es el método más utilizado, tanto en el sector energético de los países europeos de nuestro entorno como en otros sectores económicos, para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas.

La metodología WACC refleja la realidad de los mercados de capital donde encuentran su financiación las empresas reguladas. Por ello, una remuneración de las inversiones con una rentabilidad igual al WACC implica que la empresa podrá obtener en el mercado los fondos necesarios para llevar a cabo dichas inversiones, asegurando su continuidad y expansión. Es decir, el WACC garantiza una rentabilidad razonable para que los proveedores de capital aporten sus fondos para la financiación de la actividad regulada.

Además, la utilización de la metodología WACC minimiza la incertidumbre regulatoria, ya que al ser fácilmente replicable, facilita la predictibilidad de las tasas de retribución futuras, lo que contribuye a generar un entorno más estable y predecible que favorezca la inversión. Por otra parte, la reducción de la incertidumbre regulatoria contribuye a disminuir los costes de financiación de las compañías reguladas, lo cual tiene un impacto positivo tanto sobre las empresas como sobre los consumidores.

En resumen, el WACC es una metodología consistente, reproducible y ampliamente utilizada, que proporciona tanto estabilidad regulatoria como seguridad jurídica a empresas y consumidores.

5.1 Introducción a la metodología del WACC

Las empresas de transporte y distribución eléctrica deben financiar elevados volúmenes de inversiones en inmovilizado, que tienen periodos largos de recuperación, de hasta 40 años. Obtienen de distintas fuentes el capital que emplean en invertir en sus respectivas redes, mediante fondos propios y deuda.

Según el concepto del WACC, el coste de capital de una empresa o actividad es representado por la suma ponderada de los respectivos costes de los fondos propios y de la deuda, donde la ponderación refleja el peso de cada recurso sobre el total de la financiación. Así, el WACC refleja el coste de la deuda y la rentabilidad exigida por los accionistas, que proveen capital a través de los fondos propios.

En consecuencia, el WACC es el coste medio al cual una empresa podrá obtener en el mercado los fondos necesarios para desarrollar su actividad y define un coste de capital en términos nominales y después de impuestos:

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

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

El uso del WACC está ampliamente aceptado por analistas financieros, inversores y reguladores, si bien cada uno de ellos hace un uso específico del mismo. Mientras los analistas financieros lo utilizan como tasa de descuento de flujos de caja para valorar una empresa, los inversores lo utilizan para establecer la tasa mínima de rentabilidad de una compañía y los reguladores, como base para establecer la tasa de retribución permitida a las empresas reguladas.

Desde la perspectiva del regulador, la tasa de retribución permitida debe incorporar una estimación prospectiva, basada en valores de mercado, del coste del capital al que las empresas que se dedican a una determinada actividad regulada deberán hacer frente durante el periodo regulatorio. En ausencia de previsiones objetivas para estos parámetros, se tienden a realizar estas estimaciones a partir de datos históricos observados.

A pesar de la aceptación generalizada de la utilización del WACC para obtener el coste de capital, no existe un consenso entre reguladores ni entre analistas financieros sobre la metodología a aplicar para la estimación de los distintos parámetros incluidos en su fórmula de cálculo.

Adicionalmente, es importante 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, 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. Además, el WACC, que generalmente se calcula después de impuestos, debe transformarse en una tasa antes de impuestos para poder aplicarse como tasa de retribución financiera a nivel regulatorio, ya que las retribuciones que perciben las empresas son antes de impuestos.

5.2 Propuestas de tasa de retribución de empresas de transporte y distribución de electricidad

De acuerdo con lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto 1047/2013 y en el artículo 14 del Real Decreto 1048/2013, las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica podían remitir al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica) antes del 1 de marzo de 2018, sus propuestas para el segundo periodo regulatorio que debían incluir una cuantificación numérica del resultado de la misma con los datos conocidos en ese momento, indicando qué información es estimada o supuesta y cuál se deriva de datos reales auditados de la empresa proponente o del sector.

En relación con lo anterior, se ha recibido en esta Comisión copia de las siguientes propuestas presentadas al Ministerio:

- REE y las distribuidoras de energía eléctrica pertenecientes a UNESA, CIDE y ASEME han aportado un estudio de Monitor Deloitte con el título *“Hacia la Descarbonización de la economía: la contribución de las redes a la transición energética”* donde se recoge, entre otras cuestiones, el coste de capital (WACC nominal antes de impuestos) estimado por analistas financieros para las actividades de transporte y distribución eléctrica en España en 2017, e información sobre las tasas de retribución que se aplican en las actividades reguladas del sector eléctrico en otros países europeos.
- REE ha remitido su *“Propuesta de diferencial a aplicar en el cálculo de la tasa de retribución financiera adecuada para la actividad de transporte de energía eléctrica para el periodo regulatorio 2020-2025”*, de fecha 27 de febrero de 2018, que adjunta un informe de PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. (PWC) de *“Análisis sobre el coste medio ponderado del capital del negocio de transporte de energía eléctrica en España de Red Eléctrica”*.
- ENDESA ha remitido, con fecha 28 de febrero de 2018 su *“Propuesta de retribución financiera para la actividad de distribución de energía eléctrica en el segundo periodo regulatorio”*, que se acompaña, entre otros, de un informe de Frontier sobre la *“Tasa de retribución financiera de la distribución eléctrica 2020-25”* y un *“Informe sobre la tasa de retribución de la actividad de distribución eléctrica”* elaborado por AFI. Adicionalmente, ENDESA aporta la propuesta de UNESA.
- IBERDROLA ha remitido, con fecha de 20 de marzo de 2018, un informe elaborado por NERA Economic Consulting que recoge una *“Estimación de la tasa de retribución y del diferencial adecuado para la actividad de distribución de electricidad en España”*.
- UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN ha remitido, con fecha 28 de febrero de 2018, su *“Propuesta de tasa de retribución financiera para el siguiente periodo regulatorio (2020-2025)”*.

- VIESGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ha remitido, con fecha 1 de marzo de 2018, su *“Propuesta sobre el diferencial a considerar en la tasa de retribución financiera, recogida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, para el segundo periodo regulatorio”*.

Cabe señalar que todas las propuestas recibidas consideran necesario que el cálculo de la tasa de retribución se realice con una metodología basada en el coste medio ponderado del capital de la actividad. Como ejemplo de lo anterior, se señala el siguiente párrafo dentro de una de las propuestas recibidas:

“Por tanto, antes del inicio del siguiente periodo regulatorio de la actividad, se considera necesario el desarrollo de una metodología de cálculo objetiva, transparente y sólida de la tasa de retribución, que cumpla con los principios definidos en el marco regulatorio de la actividad y que sea suficiente para atraer los fondos que se requieren para satisfacer las obligaciones inherentes a los servicios prestados.

Conforme a lo que establecen las mejores prácticas regulatorias de la Unión Europea y a nivel internacional, las empresas distribuidoras solo podrán recuperar los costes de capital prudentemente incurridos y obtener una rentabilidad razonable siempre que la rentabilidad reconocida por el modelo retributivo se sitúe en un valor igual o superior al WACC de la actividad.

Por todo ello, tal y como se detalla en el informe adjunto, la metodología empleada internacionalmente para la fijación de la tasa de retribución financiera de los activos de distribución, y recomendada por los Reguladores Europeos es la basada en el coste medio de capital o WACC (Weighted Average Cost of Capital), considerada como la rentabilidad esperada por los inversores en una actividad concreta”.

Las distintas propuestas recibidas han sido analizadas y consideradas para la elaboración de esta propuesta de metodología.

5.3 Visión de la CNMC respecto a la tasa de retribución a aplicar en las actividades reguladas en el sector eléctrico

La CNMC ha dejado constancia en diversos informes de la necesidad de establecer, para las actividades reguladas del sector eléctrico, tasas de retribución que tengan en consideración el coste de los recursos propios y ajenos de las empresas que desarrollan dicha actividad. En particular, en el Informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de distribución del

sector eléctrico (2013-2016)⁴, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 5 de diciembre de 2017, se señalaba lo siguiente (página 87):

“Se considera necesario de cara al siguiente periodo regulatorio que comenzará el 1 de enero de 2020, revisar la tasa de retribución financiera de la distribución de energía eléctrica para adecuarla al coste de los recursos propios y ajenos de las distribuidoras, que han evolucionado a la baja durante el actual periodo regulatorio”.

En términos similares se expresaba en el Informe de análisis económico-financiero de la actividad de transporte de energía eléctrica (2013-2016)⁵, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 12 de abril de 2018 (página 50):

“Por consiguiente, se considera necesario, de cara al siguiente periodo regulatorio que comenzará el 1 de enero de 2020, revisar la tasa de retribución financiera de la actividad de transporte de energía eléctrica para adecuarla al coste de los recursos propios y ajenos del transportista, que han evolucionado a la baja durante el actual periodo regulatorio”.

Con anterioridad, en su informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (IPN/ENER/79/2013) aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 17 de diciembre de 2013, se señalaba, respecto al diferencial a sumar al rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años, lo siguiente (página 21):

“Esta Comisión considera que debe establecerse una metodología transparente y predecible para la determinación del diferencial, y que tome en consideración el coste de financiación de los recursos propios y ajenos de la actividad a retribuir.”

Por consiguiente, y de acuerdo con el criterio expresado por esta Comisión en diversos informes y en línea con el criterio seguido por otros reguladores pertenecientes al Consejo de Reguladores Energéticos Europeos, se propone emplear una metodología basada en el Coste Medio Ponderado del Capital (WACC) para calcular la tasa de retribución financiera a aplicar a las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica en el segundo periodo regulatorio.

⁴ Acuerdo por el que se emite informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de distribución del sector eléctrico (2013-2016). INF/DE/200/17. 5 de diciembre de 2017.

⁵ Acuerdo por el que se emite informe de análisis económico-financiero de la actividad de transporte de energía eléctrica (2013-2016). INF/DE/045/18. 18 de abril de 2018.

6. Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica

Una vez justificada la selección del Coste Medio Ponderado del Capital (WACC) como método de estimación de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas objeto de este informe, se propone a continuación la metodología a seguir para calcularlo.

Cabe destacar que el marco retributivo de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica es análogo, siendo actividades reguladas que soportan un nivel de riesgo similar, por lo que la metodología que se desarrolla a continuación se considera aplicable a ambas. Este enfoque es continuista con el del primer periodo regulatorio, en el que se ha establecido la misma tasa de retribución financiera para ambas actividades.

El WACC que se va a calcular con esta metodología es un WACC nominal después de impuestos. Dado que las empresas reciben su retribución antes de impuestos, el WACC nominal después de impuestos se transforma en un WACC nominal antes de impuestos. Para calcular el diferencial se deberá restar al WACC antes de impuestos el valor de la media del bono español a 10 años durante los 24 meses correspondientes. Para el periodo regulatorio 2020-2025, serían los meses comprendidos entre mayo 2017-abril 2019 (ambos inclusive).

$$\text{Diferencial} = \frac{WACC}{1 - \text{Tasa impositiva}} - \text{Media del bono español a 10 años}$$

6.1 Período de estudio, frecuencia de las observaciones y horizonte relevante

El período de estudio se refiere al período empleado para tomar las observaciones necesarias en el cálculo de los distintos parámetros que intervienen en la fórmula del WACC. Dado que el periodo de estudio influye en el resultado final obtenido para la tasa de retribución financiera, resulta relevante realizar una justificación de los motivos de su elección.

El objetivo de la presente metodología es proponer una metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, teniendo sus correspondientes periodos regulatorios una duración de 6 años. De acuerdo con lo establecido en la normativa vigente, la tasa de retribución que se establezca permanecerá constante durante todo el periodo regulatorio. Es por este motivo que los parámetros incluidos en la fórmula de cálculo de la tasa de retribución financiera se calculan a partir de valores históricos, en lugar de a partir de datos *spot* del mercado.

La selección de un periodo de estudio corto (por ejemplo, 1 año) implica que se prevé que las condiciones de mercado actuales se mantengan durante los próximos años, mientras que la selección de periodos de estudio más largos asume la existencia de condiciones de mercado cambiantes en el futuro. En general, los reguladores energéticos europeos emplean periodos de estudio de meses o años en sus metodologías de cálculo del WACC de las actividades reguladas.

Por otra parte, el periodo de estudio está directamente relacionado con la frecuencia con la que se tomen las observaciones de las distintas variables que intervienen en la fórmula de cálculo del WACC. Si la mayor parte de los parámetros se estiman a partir de observaciones diarias o semanales, se puede concluir que se dispondría de suficiente información para realizar un análisis imparcial con cualquier periodo de estudio (1, 3, 6 o 12 años), como se muestra en el Cuadro 2.

Cuadro 2. Número de observaciones por periodo y frecuencia de estudio

Período de Estudio	Frecuencia			
	Diaria	Semanal	Mensual	Anual
1 año	260	52	12	1
3 años	780	156	36	3
6 años	1.560	312	72	6
12 años	3.120	624	144	12

Fuente: Elaboración propia.

Para la selección del periodo de estudio, un periodo de 12 años (2 periodos regulatorios) se considera demasiado largo y además presenta el problema de que bastantes datos resultarían incompletos, lo que podría dar lugar a errores en la estimación. Por su parte, un periodo de 1 año resulta poco representativo, teniendo en cuenta además que la tasa de retribución financiera calculada se mantendrá invariable durante todo el periodo regulatorio.

Por estas razones, se consideran más apropiados los periodos de 3 o 6 años. A este respecto, a partir del análisis de la evolución de la tasa de variación del PIB español durante las últimas dos décadas (Gráfico 1), se observa que la consideración de un periodo de 3 años, únicamente tendría en cuenta un periodo de relativa estabilidad económica, mientras que la consideración de un periodo de 6 años incluiría un periodo de recesión y otro posterior de recuperación de la economía.

Gráfico 1. Evolución de la tasa de variación interanual del Producto Interior Bruto en España entre los años 1999 y 2007



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Instituto Nacional de Estadística (INE).

Por tanto, de acuerdo con el criterio establecido en la regulación vigente, según el cual debe tenerse en cuenta la situación cíclica de la economía española para la determinación de la propuesta de valor que tomará el diferencial de la tasa de retribución financiera, se considera que el periodo de estudio más adecuado son 6 años, dado que la elección de un periodo amplio incorpora con mayor probabilidad distintas coyunturas de la economía española, a diferencia de los periodos de estudio más cortos, que reflejan únicamente coyunturas más puntuales. Además, la elección de un periodo de análisis coincidente con la duración del periodo regulatorio introduce un mecanismo de corrección implícito, de forma que, si la tasa de retribución financiera se sobrestima o se subestima en un periodo regulatorio, esto se corregirá en el siguiente periodo regulatorio de forma implícita, dado que se analizarán los datos del periodo regulatorio anterior. Este mecanismo de corrección implícito únicamente resultaría válido si se mantiene la misma metodología de cálculo para la determinación de la tasa de retribución financiera.

Por otro lado, la frecuencia de obtención de datos varía según el parámetro a calcular. Principalmente, se utilizan datos diarios, salvo para ciertos parámetros para los cuales no existe información diaria relevante, tal y como se detalla en el Cuadro 3.

Cuadro 3. Frecuencia de toma de datos para los distintos parámetros

Parámetros	Frecuencia
Ratio de apalancamiento	Diaria
Bonos soberanos	Diaria
Betas	Semanal
IRS	Diaria
CDS	Diaria
Bonos corporativos	Fecha de emisión

Fuente: Elaboración propia. Nota: la definición de estos parámetros se recoge en la sección 6.3.

En cuanto al horizonte relevante, se consideran instrumentos con vencimientos entre 8 y 12 años para el cálculo de la tasa libre de riesgo y del coste de la deuda, principalmente con horizontes a 10 años (ver Cuadro 4). El empleo de este horizonte temporal se debe a varias razones:

- Un horizonte de 10 años se considera equivalente al horizonte de medio-largo plazo esperado por un inversor en las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
- El empleo de este horizonte es una práctica habitual entre otros reguladores energéticos europeos.
- La liquidez de los instrumentos con horizonte a 10 años es suficiente para reflejar un valor de mercado fiable.

Cuadro 4. Horizontes relevantes de los distintos instrumentos

Instrumento	Horizonte relevante
Bonos soberanos	10 años
CDS	10 años
IRS	10 años
Bonos corporativos	8-12 años

Fuente: Elaboración propia. Nota: la definición de estos parámetros se recoge en la sección 6.3.

Adicionalmente, cabe destacar que la mayor parte de la información histórica de mercado necesaria para la metodología propuesta, se obtiene a partir de la base de datos de información económico-financiera Bloomberg.

6.2 Selección del grupo de comparadores

La estimación de determinados parámetros necesarios en el cálculo del WACC, se realiza, tal y como se explicará más adelante, mediante el empleo de un grupo de empresas que puedan considerarse como comparadores válidos de las empresas que realizan actividades de transporte y distribución de energía eléctrica en España, en el sentido de que tengan un perfil de riesgo sistemático semejante.

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 utiliza valores de mercado y, sin embargo, no todas las empresas que ejercen las actividades de transporte y distribución 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.

En este sentido, resulta necesario definir criterios específicos sobre las características de las empresas que pueden considerarse representativas del sector y las actividades reguladas objeto de estudio. Los criterios generales que se proponen en esta metodología para la selección de las empresas a incluir en el grupo de comparadores son los siguientes:

- Debido a las similitudes entre las actividades de redes de los sectores eléctrico y gasista a nivel europeo, en cuanto a su condición de monopolio natural y a sus elevadas inversiones en activos fijos, se consideran empresas de ambos sectores energéticos. Además, parte de empresas energéticas están involucradas en ambos sectores, siendo escasas las empresas puramente eléctricas. Se excluyen, no obstante, empresas pertenecientes a otras industrias de redes (telecomunicaciones, agua, etc.)
- Desde la reforma de la regulación del sector eléctrico en 2013, introducida por la Ley 24/2013 y su normativa de desarrollo, el marco regulatorio actual es similar en lo que se refiere a la metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, por lo que se elegirán como comparadores tanto empresas transportistas como distribuidoras.
- Aunque la mejor aproximación sería utilizar como comparadores empresas que realicen exclusivamente actividades reguladas (comparadores “puros”), por representar éstas más fielmente el riesgo de este tipo de actividades, esto conllevaría la utilización de muy pocos comparadores, debido al reducido número de sociedades que cumplen

con este requisito a nivel europeo. Así, de entre los reguladores energéticos europeos, el regulador holandés, ACM, constituye una excepción, ya que sólo emplea comparadores puros en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético, pero, ante la escasez de comparadores europeos, se ve obligado a incluir en su listado de comparadores a empresas estadounidenses, sujetas a otro tipo de regulación.

Además, las empresas que únicamente desarrollan actividades reguladas se dedican casi exclusivamente a la actividad de transporte de gas o de electricidad, por lo que, de emplearse un enfoque basado en comparadores puros, no habría representatividad de empresas que realizan la actividad de distribución en España, al formar parte todas ellas de grupos verticalmente integrados que desarrollan también otras actividades.

Por estos motivos, se seleccionarán adicionalmente empresas cotizadas que consoliden un grupo de sociedades que realice diversas actividades, pero para el cual las actividades reguladas en consideración tengan un peso relativo elevado con respecto al total de las actividades ejercidas por dicho grupo, con el fin de que todas ellas tengan un perfil de riesgo similar. En particular, el hecho de que la regulación permite aislar la rentabilidad de la actividad regulada de las fluctuaciones de mercado, puede resultar en una reducción de su riesgo sistemático medido por el parámetro beta.

- 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.
- Asimismo, es necesario tomar en consideración empresas que operen en un entorno regulatorio similar al de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica en España, puesto que tanto el tipo de regulación como el esquema retributivo influyen en la capacidad de una empresa para recuperar sus costes y, por lo tanto, en su coste de capital. Teniendo en cuenta que los marcos regulatorios para las empresas de transporte y distribución de electricidad y gas en Europa presentan características similares, dado que todos ellos garantizan la recuperación de las inversiones con una rentabilidad razonable, se considerarán como comparadores empresas españolas y europeas. En este sentido, los Reales Decretos 1047/2013 y 1048/2013 establecen que el valor que tome el diferencial de la tasa de retribución financiera atenderá, entre otros, al coste de financiación de empresas de transporte y distribución comparables, eficientes y bien gestionadas de la Unión Europea.
- En cuanto a la región relevante, se tomarán países de Europa Occidental, con los que la economía española comparte muchas similitudes. Además, 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.

- 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-/Ba3⁶.
- Finalmente, 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.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, por razones de transparencia y replicabilidad, es recomendable elegir empresas pertenecientes a un índice de empresas. Por ello, se ha seleccionado el índice STOXX® Europe TMI Utilities BUTP, compuesto por *utilities* de servicios de Europa Occidental. Del conjunto de empresas que componen este índice STOXX, se deben tomar únicamente aquellas pertenecientes al sector energético y que, además, ejerzan actividades reguladas dentro de dicho sector.

Adicionalmente, se propone la realización de una búsqueda en Bloomberg de empresas de Europa Occidental que ejercen actividades de transporte o distribución de energía eléctrica o de gas natural en países con un tamaño relevante en la UE y en Noruega, en línea con los criterios mencionados anteriormente. Con esta búsqueda, se obtiene otro listado de empresas, que en algunos casos coincidirán con las obtenidas mediante el índice STOXX. Debe señalarse que el tamaño de la compañía no ha sido considerado una condición, ya que la propuesta de metodología tiene como objetivo incluir tanto empresas grandes como pequeñas. En este sentido la metodología propuesta considera que deben tenerse en cuenta, en la medida de lo posible, pequeñas empresas distribuidoras, de forma que este tipo de sociedades también estén incluidas en el listado inicial del grupo de comparadores.

Del conjunto de empresas identificadas a través del índice STOXX y la búsqueda definida en Bloomberg, se deben descartar a continuación aquellas que pertenezcan a países con calificaciones crediticias inferiores a BB-/Ba3, según la escala considerada (ver cuadro 12).

⁶ El cuadro 12 recoge el rating otorgado en diciembre de 2017 por las principales agencias de calificación crediticia a los países correspondientes al listado inicial de empresas obtenidas a partir del índice STOXX y Bloomberg.

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.

6.3 Parámetros generales

6.3.1 Ratio de apalancamiento óptimo

El ratio de apalancamiento hace referencia a la estructura financiera de una empresa y se calcula como la deuda neta dividida por la suma de la deuda neta y los fondos propios. Dado que la capitalización de mercado de una empresa (número de acciones x precio de cotización de la acción) representa sus fondos propios a valor de mercado, el ratio de apalancamiento puede calcularse de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Ratio de apalancamiento} = \frac{\text{Deuda Neta}}{\text{Deuda neta} + \text{Capitalización Mercado}}$$

El nivel de apalancamiento de una empresa afecta tanto al coste de la deuda como al coste de los fondos propios. En este sentido, por una parte, cuanto mayor sea el grado de endeudamiento de la sociedad, menor será el ratio de cobertura de la deuda, lo que afectará negativamente a la calidad crediticia y supone un incremento del coste de la deuda. Por otra parte, la teoría económica de Modigliani-Miller establece que el valor total de una compañía es independiente de cómo se financie, salvo por el escudo fiscal que genera el pago de intereses sobre la deuda.

En consecuencia, mientras que, para niveles no demasiado elevados de apalancamiento, es rentable emitir deuda porque supone un aumento de la rentabilidad de los fondos propios, para niveles superiores de apalancamiento, el riesgo de quiebra tiene un mayor efecto que las ventajas fiscales, lo que supone una disminución de la rentabilidad de los fondos propios. En este sentido, a una sociedad le resulta ventajoso emitir deuda mientras el grado de apalancamiento no ponga en riesgo la rentabilidad de los fondos propios.

Así, puesto que el ratio de apalancamiento es un parámetro que se encuentra completamente bajo el control de las empresas, estas tienen el incentivo de conseguir un ratio de apalancamiento óptimo que minimice el WACC y, en

consecuencia, incremente el valor de la sociedad. Por ello, un método para estimar el apalancamiento óptimo, consiste en obtener un promedio del apalancamiento observado de los comparadores.

Para calcular el ratio de apalancamiento óptimo a considerar en la fórmula del WACC de esta manera, se pueden emplear dos métodos:

- La primera alternativa consiste en calcular el ratio de apalancamiento de cada empresa perteneciente al grupo de comparadores seleccionados y dividir el sumatorio de los mismos entre el número total de empresas. La deuda neta se calcula como diferencia entre la deuda total y la partida de efectivo y otros activos líquidos equivalentes. Asimismo, se eliminan valores atípicos, considerándose únicamente aquellos ratios que estén incluidos entre 2 desviaciones estándar con respecto a la media. Cabe destacar que esta alternativa proporciona el mismo peso a todas las empresas.

$$\frac{\sum_{\forall emp} \frac{Deuda\ neta_{emp}}{Deuda\ neta_{emp} + Capitalización\ Mercado_{emp}}}{Número\ total\ empresas}$$

- Una segunda opción aplica distintos pesos a las empresas incluidas en el grupo de comparadores, de forma que se logra que la información correspondiente a empresas mayores sea más relevante que la de empresas pequeñas en el resultado final. En este caso, se divide el sumatorio de las deudas netas de las empresas entre el sumatorio, para todas las empresas, de la suma de la deuda neta y la capitalización de mercado de cada una de ellas.

$$\frac{\sum_{\forall emp} Deuda\ neta_{emp}}{\sum_{\forall emp} Deuda\ neta_{emp} + Capitalización\ Mercado_{emp}}$$

La presente metodología propone realizar el cálculo de las dos formas indicadas a fin de considerarlas como input para seleccionar un valor óptimo del ratio de apalancamiento. Para ello, se toma, para cada empresa incluida en el grupo de comparadores, la media de sus valores diarios correspondientes a los 6 últimos años, obtenidos de Bloomberg, de deuda neta y capitalización de mercado.

Adicionalmente, la metodología propone tener en consideración el apalancamiento óptimo que consideran otros reguladores europeos en sus metodologías de WACC como referencia.

De esta forma, partiendo de ambos inputs, se definirá el ratio de apalancamiento óptimo. La metodología pretende proponer un apalancamiento que sea considerado razonable a nivel regulatorio, es decir, que tenga en cuenta, por una parte, la necesidad de que las empresas que realizan actividades reguladas estén debidamente capitalizadas y, por otra parte, que los consumidores no

soportan costes derivados de una estructura financiera ineficiente. La metodología propuesta tiene en consideración el ratio de apalancamiento observado de los comparadores, por considerar que refleja la estructura de financiación que las empresas han considerado óptima, desde el punto de vista de los intereses de sus accionistas, pero el ratio de apalancamiento objetivo no será directamente el valor observado.

De esta forma, las decisiones de las empresas de mantener una u otra estructura financiera se tendrán en cuenta como input, pero no serán determinantes para establecer el apalancamiento óptimo.

6.3.2 Tasa impositiva

La tasa impositiva tiene un papel determinante en el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas. Concretamente, se utiliza en la propia fórmula de cálculo del WACC, así como para el cómputo del coeficiente beta, necesario para la obtención del coste de los fondos propios.

Existen dos alternativas en cuanto a la tasa impositiva a considerar:

- La tasa impositiva estatutaria, según la legislación aplicable.
- La tasa impositiva efectiva observada para cada empresa.

Se observa que, a nivel regulatorio europeo, generalmente se utiliza la tasa estatutaria en el cálculo del WACC por simplicidad. Además, la consideración de la tasa efectiva tendría en cuenta las deducciones fiscales logradas por la empresa como consecuencia de una gestión fiscal eficiente. De esta forma, a través de la selección de la tasa estatutaria, se permite a las compañías retener los beneficios derivados de sus estrategias fiscales y, en cualquier caso, como no existe una tasa efectiva óptima, no tendría sentido forzar a otras sociedades a seguir una estrategia fiscal determinada.

La OCDE publica anualmente en su página web el listado de tasas impositivas estatutarias por país. Cabe destacar que la información publicada por la OCDE distingue, para algunos países, entre la tasa impositiva del gobierno central y las tasas impositivas aplicables a nivel regional. A este respecto, se considera que el enfoque más apropiado es emplear las tasas estatutarias totales, que incorporan tanto las tasas a nivel Estatal como a nivel regional.

6.4 Coste de los fondos propios

El coste de los fondos propios se define como la rentabilidad exigida por los accionistas o proveedores de dichos fondos y, al ser un parámetro que no es directamente observable, su cálculo requiere la realización de una estimación.

A este respecto, el método más ampliamente utilizado para estimar el coste de los fondos propios, tanto en el ámbito financiero como a nivel regulatorio europeo, es el *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

Según el modelo CAPM, los inversores pueden eliminar una parte del riesgo asociado a una determinada inversión mediante la diversificación de su cartera de inversiones (riesgo diversificable o no sistemático). La parte del riesgo que permanece cuando los inversores han agotado todas sus oportunidades de diversificación se conoce como no diversificable o sistemático.

En consecuencia, la rentabilidad esperada de los fondos propios para una determinada actividad es igual a la suma de una tasa libre de riesgo y de una prima de riesgo del mercado, multiplicada por un coeficiente β , que viene dado por el ratio entre la covarianza de la rentabilidad del activo con el mercado y la varianza del mercado.

$$R_{FP} = R_{LR} + \beta.PR$$

Donde:

R_{FP} : Rentabilidad esperada de los fondos propios para una actividad (nominal después de impuestos)
 R_{LR} : Tasa libre de riesgo
 β : Coeficiente beta
 PR : Prima de Riesgo de Mercado

Desde el punto de vista regulatorio, la fórmula anterior implica que debe asegurarse una tasa de retorno sobre los fondos propios, coherente con el riesgo no diversificable de las actividades reguladas.

A continuación, se describe cómo se realiza la estimación de cada uno de los parámetros incluidos en la fórmula de cálculo del coste de los fondos propios.

6.4.1 Tasa libre de riesgo

El activo libre de riesgo se define como aquel cuya covarianza con respecto al mercado es cero y, por tanto, no está expuesto a riesgo sistemático puesto que su riesgo asociado es totalmente diversificable.

Habitualmente, los reguladores y analistas financieros utilizan la deuda soberana como la mejor aproximación a un activo libre de riesgo (ver Cuadro 5).

Cuadro 5. Comparativa de los métodos empleados en los distintos países europeos para calcular la tasa libre de riesgo

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	Promedio últimos 10 años: Letras y bonos del Estado, de todos los plazos (incluso más de 30 años).	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Austria	Promedio últimos 5 años. Bonos del Estado, se usa el rendimiento en el mercado secundario. Diferentes duraciones (media 8 años).	Promedio últimos 5 años. Bonos AAA de la zona euro a 10 años.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Bélgica	Promedio último año. Bonos del Estado a 10 años.	Región flamenca: Promedio último año. Media ponderada de los bonos del Estado belga y alemán a 10 años Región valona: Bonos del Estado belga a 10 años (promedio de los 10 últimos años) Región Bruselas: Bonos del Estado a 10 años. Promedio del último año. Se establecen límites: mínimo 2,2% y máximo 5,5%	Idem transporte electricidad	Idem distribución electricidad
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	El valor más alto de: 1. Bono finlandés a 10 años, promedio 6 últimos meses (abril-septiembre); 2. Bono finlandés a 10 años, promedio de los últimos 10 años.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Francia	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Gran Bretaña	Bonos del Estado	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Holanda	Promedio últimos 3 años: Bonos del Estado holandeses y alemanes.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Irlanda	Tasa libre de riesgo de la Eurozona. Enfoque forward looking (1,75% - 2%)	Idem transporte electricidad	Bonos del Estado	Idem transporte gas
Italia	Promedio último año de bonos del Estado de los países de la Eurozona con una calificación crediticia AA o superior. Se añade luego una prima de riesgo país.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Noruega	2,5% + inflación	Sin información	Idem transporte electricidad	Sin información
Portugal	Promedio últimos 5 años: Bonos del Estado de los países de la eurozona con calificación crediticia AAA (Alemania, Finlandia, Austria y Holanda). Añade luego una prima de riesgo país.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Suecia	Bonos del Estado	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad

Fuente: CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017.

Como puede observarse en el cuadro anterior, el enfoque más habitual para el cálculo de la tasa libre de riesgo por parte de los reguladores energéticos europeos emplea datos históricos de la rentabilidad del bono del Estado. Entre los países analizados, únicamente Irlanda utiliza un enfoque prospectivo o *forward-looking*. Asimismo, el uso de un enfoque histórico en el cómputo conlleva un mecanismo de corrección implícito, de forma que, si la tasa libre de riesgo se sobrestima o se subestima en un determinado periodo regulatorio, esto se corregirá en el siguiente periodo regulatorio de forma implícita, al analizarse los datos correspondientes al periodo regulatorio anterior.

El hecho de utilizar los bonos del Estado del país de referencia (país donde se realiza la actividad regulada en cuestión), implica incluir implícitamente la prima de riesgo asociada a dicho país, o *Country Risk Premium* (CRP). De acuerdo con este enfoque, el periodo de estudio seleccionado y el horizonte relevante considerado, se propone calcular la tasa libre de riesgo como la media de las cotizaciones diarias de los últimos 6 años del Bono del Estado español a 10 años.

Dicha estimación de la tasa libre de riesgo resulta equivalente a la utilización de una tasa libre de riesgo pura, obtenida a partir de la media de las rentabilidades de los bonos a 10 años de los países de la eurozona con calificación crediticia AAA, más un diferencial, que represente la prima de riesgo de España y que se calcularía como la diferencia entre la rentabilidad del bono español a 10 años y la rentabilidad media de los bonos a 10 años de los países anteriores.

6.4.2 Coeficiente β

El coeficiente beta representa el riesgo sistemático o no diversificable de la actividad regulada y se calcula como el coeficiente de correlación entre la rentabilidad del activo y la rentabilidad de la cartera de mercado. Así, para el cálculo de este parámetro, es necesario realizar una regresión estadística de las tasas de rentabilidad históricas del activo en cuestión sobre las tasas de rentabilidad históricas de la cartera de mercado.

Dado que el objetivo es calcular el parámetro beta de una determinada actividad regulada y no de una empresa concreta, el método más ampliamente utilizado para la estimación de este coeficiente es el de los comparadores. Este método se basa en la selección de empresas cotizadas que realizan las mismas actividades y que operan en un entorno regulatorio similar, implicando así un perfil de riesgo sistemático equiparable al de las actividades reguladas cuyo parámetro beta se pretende estimar.

Por tanto, el proceso de estimación del coeficiente beta de las actividades reguladas en cuestión consta de los siguientes cuatro pasos:

1. Cálculo de la beta apalancada para cada empresa (β_L):

Para calcular la beta apalancada de cada empresa incluida en el grupo de comparadores, se ha utilizado el cálculo de regresión estadística que realiza Bloomberg, considerando un horizonte de 6 años y observaciones semanales del valor de las acciones de cada empresa con respecto al correspondiente índice bursátil local. Esta frecuencia de datos semanal mitiga un potencial problema de falta de liquidez en el mercado y, además, reduce el sesgo que introduce la existencia de días sin cotización.

Adicionalmente, cabe destacar que la presente metodología no contempla la realización de un ajuste bayesiano, que consiste en considerar un tercio de los

valores de la beta como 1, incrementando el valor de la beta con respecto al observado a partir de datos de mercado. Las razones para aplicar este ajuste serían, por una parte, considerar que los comparadores pueden o van a diversificarse, convergiendo sus betas a la del mercado (y por tanto a un valor igual a 1). Sin embargo, esta hipótesis de diversificación no resulta aplicable para un sector concreto, como sería el transporte o la distribución eléctrica, que no tienen posibilidades de diversificación, y cuya beta se ha mantenido históricamente en valores inferiores a los del promedio del mercado (1). Por otra parte, analizando la metodología de cálculo del WACC empleada en otros países europeos, sólo se ha encontrado un regulador energético de los analizados (Portugal) que emplee dicho ajuste bayesiano en su metodología, mientras que el resto de reguladores no lo utilizan, e incluso lo consideran arbitrario⁷.

Cuadro 6. Comparativa de los métodos empleados en los distintos países europeos para calcular el coeficiente beta

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	Basado en informes consultivos	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Austria	Basado en informes de expertos	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Bélgica	Basado en el valor de las acciones del TSO y el índice bursátil BEL en los últimos 3 años, con un nivel mínimo garantizado de 0,53. No desapalanca ni reapalanca la β .	Región flamenca: Basado en datos de mercado internacionales (Bloomberg) de un grupo de comparadores de operadores de redes. Regiones valona y Bruselas: Basado en la media de las betas de compañías europeas similares disponibles en las bolsas internacionales, sin desapalanca ni reapalanca la β .	Basado en el valor de las acciones del TSO y el índice bursátil BEL en un período de 3 años, con un nivel mínimo garantizado. No desapalanca ni reapalanca la β .	Idem distribución electricidad
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	Basado en betas usadas por otros reguladores y en datos de mercado internacionales
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	Basado en informes consultivos y datos de mercado	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Francia	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Gran Bretaña	Basado en informes consultivos y datos de mercado. No desapalanca ni reapalanca la β .	Sin información	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Holanda	Basado en datos de mercado internacionales de comparadores puros de operadores de redes. Datos diarios durante 3 años.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Irlanda	Basado en datos de mercado de comparadores (doméstico y europeo). Datos diarios de 2 años.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Italia	Basado en datos de Bloomberg de las compañías de redes de países de la Eurozona con calificación AA o superior.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Noruega	Se utiliza una muestra de compañías internacionales. Se compara el promedio de las betas de la muestra con el índice local y el índice mundial y se indica un intervalo de 0,25 a 0,49. Se compara el intervalo con el promedio de las betas utilizadas por otros países. Basado en esto, se asume una beta desapalancada de 0,35. No considera la tasa impositiva al reapalanca la β .	Sin información	Idem transporte electricidad	Sin información
Portugal	Benchmark de compañías similares + Análisis del mercado bursátil (de las compañías que cotizan en bolsa) + Ajuste bayesiano de las betas + Riesgo del análisis bottom-up de actividades de compañías que cotizan en bolsa.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Suecia	Basado en estimaciones de compañías energéticas europeas.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad

Fuente: CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017.

⁷ Informe *PR4 WACC for EirGrid and ESB Network* (2015), elaborado por Europe Economics para el regulador irlandés (documento CER 15193).

En cuanto al periodo de estudio, se toman datos correspondientes a los últimos 6 años desde la fecha de cálculo, por los motivos establecidos en el apartado 6.1.

Por otro lado, uno de los inconvenientes relacionados con el uso del modelo CAPM se debe al sesgo a la baja en el resultado que puede producirse como consecuencia de la consideración de activos que muestran poca liquidez en el mercado. Por este motivo, esta metodología introduce la realización de un test de liquidez, de forma que únicamente se tengan en cuenta los valores de las betas correspondientes a empresas que presenten un nivel mínimo de liquidez en el mercado. Específicamente, se descartarán 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, sea superior a un 1%.

2. Cálculo de la beta desapalancada para cada empresa (β_U):

Los coeficientes beta obtenidos en el paso anterior no son directamente comparables al estar afectados por el nivel de apalancamiento de cada empresa, por lo que es necesario desapalancar todas las betas.

Con el objeto de eliminar dicho efecto de apalancamiento propio de cada comparador y homogeneizar las betas de todas las empresas, se emplea la fórmula de Modigliani-Miller:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{[1 + \frac{D}{FP} \cdot (1 - T)]}$$

Donde:

β_U : Beta desapalancada de la empresa.

β_L : Beta apalancada de la empresa.

D/FP: Ratio deuda/fondos propios de la empresa.

T: Tasa impositiva aplicable a la empresa según su país.

De acuerdo con lo indicado en el apartado 6.4.2, en el cálculo de la beta desapalancada para cada empresa incluida en el grupo de comparadores, se emplea la tasa impositiva estatutaria del país correspondiente a cada una de ellas, obtenida a partir de la información más actualizada publicada por la OCDE.

Por su parte, el ratio deuda/fondos propios de cada comparador se calcula como el cociente entre la media de los últimos 6 años, desde la fecha de cálculo, de los valores diarios de su deuda neta (deuda a largo y corto plazo total, descontando la partida de efectivo y otros activos líquidos equivalentes) y la media de los últimos 6 años de sus fondos propios, obtenida a partir de los valores diarios de capitalización bursátil de cada sociedad.

3. Cálculo de la beta desapalancada de la actividad regulada (β_U):

Una vez calculados los coeficientes beta desapalancados para cada una de las empresas incluidas en el grupo de comparadores, la beta desapalancada de la actividad regulada se estima como el valor de la beta desapalancada media para el grupo de comparadores que hayan superado el test de liquidez y todo el período considerado.

4. Cálculo de la beta reapalancada de la actividad regulada (β_{RL}):

Dado que el cómputo del WACC requiere el uso de una beta apalancada, finalmente, se procede a reapalancar la beta de la actividad regulada obtenida en el paso anterior. Para ello, se aplica el ratio deuda/fondos propios que corresponda al ratio de apalancamiento óptimo seleccionado y la tasa impositiva definidos en los apartados 6.3.1 y 6.3.2, respectivamente, y se emplea la fórmula de Hamada.

$$\beta_{RL} = \beta_U \cdot \left[1 + \left(\frac{D}{FP} \right)^{opt} \cdot (1 - T) \right]$$

Donde:

β_{RL} : Beta reapalancada de la actividad regulada.

β_U : Beta desapalancada de la actividad regulada.

$\left(\frac{D}{FP} \right)^{opt}$: Ratio óptimo de deuda/fondos propios.

T: Tasa impositiva estatutaria aplicable en España.

6.4.3 Prima de riesgo de mercado (PRM)

La prima de riesgo de mercado se define como la diferencia entre el valor esperado de la tasa media de retorno del mercado y la tasa libre de riesgo.

Dado que este parámetro no es directamente observable, existen distintas alternativas para su estimación, siendo las principales:

- El método PER (*price-earnings ratio*), que estima la prima de riesgo de mercado a partir de su valor implícito en el PER de la cartera de mercado.
- El método de las encuestas de expectativas, que realiza la estimación a partir de los resultados de encuestas realizadas entre inversores, gestores de empresas, académicos y asesores financieros, basándose por tanto en valores prospectivos.
- El método de análisis histórico, que consiste en el análisis estadístico de los datos observados de rentabilidad del mercado con respecto a la tasa libre de riesgo.

Dado que distintos expertos consideran que las encuestas de expectativas tienden a sobrestimar el valor de la prima de riesgo de mercado, el método de análisis histórico es el más ampliamente utilizado por los reguladores energéticos a nivel europeo, por ser el más adecuado en cuanto a transparencia y objetividad. En este sentido, el informe de la Comisión Europea sobre la estimación de la tasa de retribución financiera en el sector de las telecomunicaciones (*“Review of approaches to estimate a reasonable rate of return for investments in telecoms networks in regulatory proceedings and options for EU harmonization”*), preparado por The Brattle Group, se muestra a favor de emplear datos históricos para el cálculo de la prima de riesgo de mercado, al considerar que la información procedente de encuestas no es fiable⁸. Dicho informe añade además que el empleo de series históricas evita que se produzcan cambios bruscos entre periodos regulatorios consecutivos en lo que se refiere a la estimación de la prima de riesgo de mercado.

Dentro del método de análisis histórico, la mayor parte de los reguladores energéticos europeos utilizan, en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético, la información incluida en el informe anual *“Global Investment Returns Yearbook”*, publicado por Credit Suisse, en base al análisis histórico efectuado por Dimson, Marsh y Staunton (DMS) con información de mercado de un conjunto de más de 20 países desde el año 1900 (ver Cuadro 7).

Así, para la estimación de la prima de riesgo de mercado, este informe calcula la media aritmética y la media geométrica de la diferencia entre la rentabilidad del mercado y los bonos emitidos por los distintos Estados, para el periodo comprendido entre 1900 y el año de publicación del informe.

⁸ *“First, NRAs could agree to estimate the ERP based on historical data on the excess return of stocks over bonds, as reported by Dimson, Marsh and Staunton (DMS). Survey data tends to be unreliable, and ERP forecasts from Dividend Growth Models tend to be sensitive to input assumptions which include analysts’ forecasts of future dividends. In contrast, the historical data is stable, because it is hard for one additional year to change the average of over 100 years’ worth of data. Stability, predictability and a lack of volatility are desirable in a regulatory context. The historical ERP provides a good ‘anchor’ for estimates and prevents large changes in the ERP from one regulatory period to the next”.*

Cuadro 7. Comparativa del modo de cálculo de la prima de riesgo en los distintos países

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	DMS. Promedio de la media aritmética y geométrica mundial de 1900-2007.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Austria	DMS	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Bélgica	DMS. Promedio de la media aritmética y geométrica de 1900-2013 de Bélgica.	Región Flamenca: DMS, periodo 1900-2015, Media ponderada (por capitalización bursátil del país) de las medias geométrica y aritmética para los países de la eurozona. Región valona: DMS, periodo 1900-2016 Región Bruselas: Basado en un estudio de PWC para el regulador (2014) + Benchmark (CEER).	Idem transporte electricidad	Idem distribución electricidad
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	MRP histórica
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	Basado en un informe consultivo de Ernst & Young, en una decisión judicial (MAO:635-688/10) y en la experiencia de períodos regulatorios previos.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Francia	El regulador examina los diferentes parámetros usados para calcular el WACC basándose en enfoques históricos y forward looking. Se contrata a un consultor externo. Se desarrollan evaluaciones internas, discusiones con los operadores y con sus accionistas. Se propone un rango de valores admisibles para el WACC y el regulador decide un valor dentro de este rango.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Gran Bretaña	Media a largo plazo de la diferencia entre el rendimiento de las acciones y el de los bonos (DMS).	El regulador estima el coste del equity con referencia al rendimiento total del mercado, pero no estima la tasa libre de riesgo. Declara que introducirá un índice del coste del equity, actualizado cada año según los rendimientos de un benchmark de bonos del Estado.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Holanda	DMS. Promedio de la media aritmética y geométrica de 1900-2015 de los países de la eurozona, ponderado por la capitalización bursátil de los países.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Irlanda	DMS. Media aritmética de Irlanda ajustada.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Italia	El valor es calculado como la diferencia entre el rendimiento del mercado (determinado considerando la media a LP de los rendimientos en países con alta calificación crediticia de la Eurozona de 1900 a 2014) y la tasa libre de riesgo. Pondera con un 20% para la media geométrica y un 80% para la aritmética.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Noruega	Basado en evaluaciones de PWC, expertos y en el CEER investment-report.	Idem transporte electricidad	Sin información	Sin información
Portugal	Basado en benchmarking europeo y en análisis de mercado internacional (EEUU). El valor del MRP se obtiene como una prima de riesgo para mercados maduros más un diferencial país.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Suecia	Basado en estudios de la prima de riesgo de la bolsa sueca (PWC).	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad

Fuente: CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017.

Por tanto, para la estimación de la prima de riesgo de mercado a partir del análisis efectuado por DMS, un aspecto especialmente relevante es la selección de la media aritmética o geométrica. A este respecto, no existe un consenso entre los distintos reguladores energéticos europeos ni entre los expertos en finanzas en la utilización de uno u otro enfoque. Esta discrepancia se debe a que, de acuerdo con ciertos estudios, el uso de la media aritmética supone una sobreestimación de la prima de riesgo de mercado, mientras que otros concluyen que el empleo de la media geométrica conduce a una subestimación de la misma. A este respecto, los dos tipos de medias representan comportamientos extremos de los inversores: mientras que la media geométrica estima el rendimiento de una cartera teórica mantenida durante todo el periodo de inversión, la media aritmética puede interpretarse como la rentabilidad esperada por un inversor que realizara una elección aleatoria anual sobre su inversión.

En este sentido, en la literatura se dan buenas razones tanto para el uso de la media aritmética como de la media geométrica:

- Según Cooper⁹, la media aritmética ignora el error de estimación y la correlación de los datos de la serie, mientras que la media geométrica es preferible cuando existe correlación entre los datos, afirmando que *“In all the cases, the (...) discount rates are closer to the arithmetic mean than the geometric mean”*. No obstante, concluye que la elección entre la media aritmética o geométrica es controvertida: *“Standard references on estimating the expected return on the market differ in their advocacy of the arithmetic or geometric mean as the basis of discount rates for capital budgeting”* e indica que *“major regulatory decisions are taken in the UK on the basis that arithmetic and geometric means of past returns have similar merit in setting expected future returns”*.
- Por su parte, Damodaran considera que, en el caso de horizontes temporales largos (por ejemplo, 10 años), los retornos están correlacionados, con lo que sería recomendable emplear la media geométrica¹⁰. Adicionalmente, señala que la media geométrica *“clearly (is) much more accurate measure of true growth in past earnings, especially when year-to-year growth has been erratic”*¹¹ y, en su edición anual sobre primas de riesgo del año 2015, indica que *“in corporate finance and valuation, at least, the argument for using geometric average premiums as estimates is strong”*.

⁹ Cooper, 1996. *“Arithmetic versus geometric mean estimators: Setting discount rates for capital budgeting”*
(<http://faculty.london.edu/icooper/assets/documents/ArithmeticVersusGeometric.pdf>)

¹⁰ Damodaran, 2015. *“Discussion Issues and Derivations”*.
(http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/AppldCF/derivn/ch4deriv.html)

¹¹ Damodaran, 1996. *“Investment Valuation”*.

- Por otro lado, Copeland establece que, en la medida en que la utilización de la media aritmética o de la media geométrica no es apropiada, se puede concluir que la prima de riesgo de mercado real se sitúa entre ambas¹².

Como consecuencia de la discusión anterior, la presente metodología opta por calcular el promedio entre los valores correspondientes a la media geométrica y a la media aritmética, como estimación más apropiada entre los dos extremos. Dicho enfoque también ha sido utilizado por otros reguladores energéticos europeos, como es el caso de Alemania, Bélgica (CREG), Holanda y Flandes (VREG). Sobre este enfoque, el citado informe de la Comisión Europea sobre la estimación de la tasa de retribución financiera en el sector de las telecomunicaciones, también considera razonable el empleo del promedio entre la media geométrica y aritmética del informe de Dimson, Marsh y Staunton para realizar la estimación¹³.

Finalmente, una última decisión se refiere a la utilización de los datos de los países correspondientes a la Unión Europea y Noruega, de forma coherente con el criterio seguido para la elección de comparadores, o bien, de los datos de España únicamente. A este respecto, se considera relevante para la estimación de la prima de riesgo de mercado la información del informe DMS a nivel europeo, debido a que es más probable que los inversores en las empresas que realizan actividades de transporte y distribución eléctrica, basen sus decisiones de inversión a nivel europeo. Además, dado que el informe DMS actualiza y mejora puntualmente las fuentes de datos de los distintos países incluidos en su análisis, lo que afecta a las medias aritméticas y geométricas calculadas para esos países¹⁴, el hecho de tomar datos agregados a nivel europeo mitiga el impacto de un cambio brusco en este parámetro.

En resumen, esta metodología propone la estimación de la prima de riesgo de mercado a aplicar en el modelo CAPM como la media ponderada del promedio, para cada país europeo, de las medias geométrica y aritmética publicadas en el informe DMS más actualizado, estando basada la ponderación de los distintos países en el cálculo del promedio final, en su nivel de capitalización bursátil. Este tipo de ponderación coincide con la efectuada por el regulador holandés y por el

¹² Copeland, Koller, Murrin, 2002. “*Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*”.

¹³ “*Second, NRAs should base their ERP estimates on the arithmetic average of the historical excess returns. Given that there are some proponents of using the geometric average, and some arguments in favour of this approach, NRAs could also use a weighted average of the arithmetic and geometric average that take the academic research on the topic into consideration. However, we do not recommend an ERP estimate based only on the geometric average*”.

¹⁴ Por ejemplo, en el informe publicado en el año 2018, se han actualizado los datos de Portugal, debido a la consideración de otras fuentes para los bonos portugueses.

regulador flamenco (VREG) en sus metodologías de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas del sector energético.

6.5 Coste de la deuda

En la fórmula empleada para el cálculo del WACC, el coste de la deuda se refiere al coste financiero que tienen que soportar las empresas para poder desarrollar su actividad a través de financiación ajena, es decir, mediante financiación bancaria o emisiones de deuda en los mercados de capitales.

Se propone acudir de nuevo a un enfoque basado en comparadores. De forma coherente con la metodología que utiliza esta Comisión para el cálculo de los tipos de interés en condiciones equivalentes a las de mercado, empleada para calcular los tipos de interés que devengan los derechos de cobro del sistema gasista (INF/DE/0160/14)¹⁵, así como teniendo en cuenta otros precedentes de cálculo de tipos de interés en el sector eléctrico¹⁶, el coste de la deuda en el cálculo del WACC puede estimarse como la suma de un tipo de interés de referencia más un diferencial. Este es además el enfoque para la estimación del coste de la deuda utilizado por otros reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético.

$$R_D = Ref + Dif$$

Donde:

R_D : Coste de la deuda (nominal antes de impuestos).

Ref: Tipo de interés de referencia.

Dif: Diferencial.

Así, el coste de financiación de cada sociedad incluida en el listado de comparadores puede estimarse como la suma del índice *Interest Rate Swap*¹⁷

¹⁵ “Acuerdo por el que se aprueba el informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 11 de diciembre de 2014.

¹⁶ Orden IET/2176/2014, de 20 de noviembre, por la que se desarrolla la metodología de cálculo y se fija el tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales del sistema eléctrico anteriores a 2013, y Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores, sobre el que la CNMC remitió el Informe IPN/DE/0010/14, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de septiembre de 2014.

¹⁷ IRS (*Interest Rate Swap*) es el tipo de la curva swap del euro, que intercambia un tipo de interés variable (Euribor), por un tipo fijo. Es una curva de tipos líquida utilizada por entidades

(IRS), como tipo de interés de referencia, al que se le añade como diferencial el *Credit Default Swap (CDS)*¹⁸ correspondiente a cada empresa.

Más específicamente, y de acuerdo con el periodo de estudio seleccionado, se considera la media de las cotizaciones diarias de los últimos 6 años de los IRS a 10 años y la media de los últimos 6 años de la cotización diaria de los CDS a 10 años correspondientes a cada empresa. Se ha seleccionado un plazo de 10 años, puesto que dicho horizonte temporal se considera equivalente al horizonte de financiación de las actividades reguladas incluidas en el ámbito de aplicación de esta metodología.

$$R_D = IRS_{10Y} + CDS_{10Y}$$

Adicionalmente, solo se tendrán en cuenta los CDS a 10 años correspondientes a aquellas sociedades incluidas en el listado de comparadores cuya calificación crediticia sea igual o mejor que la del Estado español en el momento del cálculo, según al menos una de las principales agencias de calificación (Moody's, Standard & Poor's o Fitch), salvo que el resultado sea el contrario según las otras dos.

En el caso de las empresas incluidas como comparadores de las que no se disponga de CDS, directamente o a través de sociedades de su grupo, pero para las que, sin embargo, se disponga de datos de emisiones de deuda de plazo equivalente efectuadas en los últimos 6 años previos a la fecha de cálculo, se utilizará el promedio de las TIR de las emisiones como representativo del coste de la deuda de la sociedad, de forma análoga a la metodología empleada por la CNMC para el cálculo de costes de financiación.

Concretamente, se tendrán en cuenta 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.

De forma análoga al caso de los CDS, únicamente se tomarán las emisiones correspondientes a aquellas sociedades incluidas en el listado de comparadores cuya calificación crediticia sea igual o mejor que la del Estado español en el

financieras, que refleja riesgo interbancario. Asimismo, es el tipo de interés de referencia en las emisiones a tipo fijo.

¹⁸ CDS (*Credit Default Swap*) es un seguro de riesgo de crédito, utilizado como cobertura de riesgo de impago de la deuda emitida por un determinado emisor. Los CDS aportan información acerca de la percepción del riesgo crediticio de un emisor de deuda en un momento concreto. La evolución de los CDS de las empresas permite observar la percepción del riesgo de los mercados con sus consecuentes implicaciones en el coste de financiación de las mismas a corto plazo y de su estructura financiera a medio y largo plazo.

momento del cálculo, según al menos una de las principales agencias de calificación (Moody's, Standard & Poor's o Fitch), salvo que el resultado sea el contrario según las otras dos.

Este enfoque es comparable con el utilizado por determinados reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético (Cuadro 8).

Cuadro 8. Comparativa de la metodología empleada para calcular el coste de la deuda en distintos países europeos

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	El regulador acepta el coste real de la deuda del TSO, que aporta pruebas	N.A.	N.A.	N.A.
Austria	Basado en informes de expertos	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Bélgica	La ley garantiza el coste razonable de la deuda del TSO	Región flamenca: se calcula la prima de la deuda basándose en observaciones de mercado (Bloomberg) de bonos calificados como A de empresas utilities de la eurozona, promediándolo en base a la deuda existente y esperada en el siguiente período regulatorio para el DSO y añade 15pb por costes de transacción. Regiones valona y Bruselas: N.A.	La ley garantiza el coste razonable de la deuda del TSO	Idem distribución electricidad
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	Basado en un informe consultivo de Ernst & Young	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Francia	El regulador examina los diferentes parámetros usados para calcular el WACC basándose en enfoques históricos y forward looking. Se contrata a un consultor externo. Se desarrollan evaluaciones internas, discusiones con los operadores y con sus accionistas. Se propone un rango de valores admisibles para el WACC y el regulador decide un valor dentro de este rango.	Idem transporte electricidad	Sin información	Idem transporte electricidad
Gran Bretaña	Variable: GB usa la media móvil a 10 años de un índice iBoxx para calcular el coste de la deuda. El valor del índice del coste de la deuda varía durante el período de control, así que la prima de riesgo de la deuda también variará	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Holanda	Suma de la tasa libre de riesgo y el diferencial de las empresas clasificadas como A. El diferencial se obtiene como la media de la deuda clasificada como A de las empresas utilities europeas (rendimiento de los bonos emitidos) sobre la tasa libre de riesgo en el período de 10 años previo. Incluye una prima de 15pb por costes de transacción.	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Irlanda	Tasa libre de riesgo más una prima, calculada como la media de los diferenciales calculados. Los bonos seleccionados fueron: a) Bonos pertenecientes a las empresas de comparadores b) Bonos con un rating superior a BBB- /Baa3 c) Bonos en euros (excepto los bonos de UK, que están en libras) d) Bonos con un vencimiento entre 8 y 12 años e) Los diferenciales se calculan comparando los bonos europeos con los bonos del Estado alemanes a 10 años, y los bonos de UK con los "UK Gilts".	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Italia	La prima de la deuda se evalúa en base a valores de mercado y tomando en cuenta el coste de la deuda de las empresas reguladas	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Noruega	Coste de la deuda: Swap a 5 años + diferencial para los bonos de 5 años del sector energético, con una calificación mínima de BBB+. El swap incluye la tasa libre de riesgo y una prima de deuda	Sin información	Idem transporte electricidad	Sin información
Portugal	Basado en análisis de compañías	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
Suecia	Basado en análisis de mercado de compañías energéticas europeas comparables	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad

Fuente: CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017.

7. Aplicabilidad de la presente metodología al cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de transporte de gas natural

Si bien el presente documento se centra en proponer una metodología aplicable a las actividades de transporte y distribución eléctrica, en lo que respecta a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, establece en su artículo 60, sobre retribución de las actividades reguladas, que los periodos regulatorios correspondientes a las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución de gas natural, serán de 6 años de duración y que la tasa de retribución financiera no podrá modificarse durante dicho periodo, análogamente a lo establecido en la regulación para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Además, en el caso de las actividades de regasificación, almacenamiento básico y transporte, dicha tasa se calculará como el rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial.

En este sentido, la Ley 18/2014 estableció en su artículo 65 que para el primer periodo regulatorio correspondiente a las anteriores actividades reguladas, con finalización el 31 de diciembre de 2020, el valor de la tasa de retribución financiera en 5,09%, en base a la media del rendimiento del bono del Estado español a 10 años de los 24 meses anteriores a julio de 2014, más un diferencial de 50 puntos básicos, sin mención a ninguna metodología para su cálculo. No obstante, la Ley no realiza ninguna consideración acerca del cálculo de la tasa de retribución financiera para los siguientes periodos regulatorios.

Adicionalmente, la retribución financiera del transporte, regasificación y almacenamiento básico incluye otro componente que es la Retribución por Continuidad de Suministro. Este término se fijó para 2014 en 288 millones de euros¹⁹ y su evolución depende de la variación total del consumo nacional de gas natural en el año de cálculo respecto al año anterior en el caso de las instalaciones de transporte, de la variación de demanda de gas regasificado en el conjunto de las plantas del sistema en el caso de las instalaciones de regasificación y de la variación del gas útil almacenado en los almacenamientos en el caso de estos últimos²⁰. La retribución por continuidad de suministro se reparte entre todas las instalaciones en función de la ponderación de su valor de

¹⁹ Por actividades, el RCS para las instalaciones de la red de gasoductos tomó un valor de 233,2 M€ en 2014; 48,2 M€ para las instalaciones de plantas de regasificación y 6,5 M€ para las instalaciones de almacenamientos de la red básica.

²⁰ Para 2018, los valores previstos de RCS son los siguientes: transporte, 239,4 M€; regasificación, 71,2 M€, y almacenamientos básicos, 5,0 M€. El total de RCS se sitúa en 315,6 M€ para 2018 (Anexo I de la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2018), un 9,6% superior al valor establecido para 2014.

reposición respecto al del conjunto de instalaciones de la actividad, calculándose dichos valores mediante la aplicación de los valores unitarios de inversión en vigor cada año.

Dado que la Retribución por Disponibilidad (RD) incluye la retribución correspondiente a los costes de operación y mantenimiento para cada año, la amortización y una retribución financiera explícita, la Retribución por Continuidad de Suministro recoge una retribución financiera implícita adicional a la ya incorporada en el RD. En este sentido se ha pronunciado ya la CNMC al señalar que *“Por tanto, los titulares de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento obtienen una tasa de retribución explícita (5,09%), pero la retribución financiera que perciben se ve incrementada por la retribución por continuidad de suministro que les corresponde”*.²¹

Por otro lado, cabe señalar que el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión Europea, de 16 de marzo de 2017, *por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas*, indica en su artículo 30:

“La autoridad reguladora nacional, o el gestor o los gestores de red de transporte, según decida la autoridad reguladora nacional, publicarán la siguiente información antes del período tarifario:

(...)

- i) la retribución reconocida u objetivo, o ambas, del gestor de red de transporte;*
- ii) la información relacionada con las variaciones de la retribución a que se refiere el inciso i) de un año al siguiente;*
- iii) los parámetros siguientes:*
 - 1) tipos de activos incluidos en la base regulatoria de activos y su valor agregado;*
 - 2) coste del capital y su metodología de cálculo”*

Por tanto, según lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/460, la CNMC debería publicar, antes del inicio del siguiente periodo regulatorio, el coste de capital y su metodología de cálculo, correspondientes a la actividad de transporte de gas natural. Si bien, dicho Reglamento establece periodos regulatorios de un máximo de 5 años y coincidentes con el año de gas (de 1 de octubre a 30 de

²¹ Informe sobre la propuesta de orden por la que se desarrolla el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, y se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista desde su entrada en vigor hasta el 31 de diciembre de 2014. 9 de octubre de 2014. Página 18.

septiembre del año siguiente), de forma distinta a lo establecido por la normativa española.

A este respecto, se hace notar que la metodología de cálculo de WACC propuesta en el presente informe sería directamente extrapolable a la actividad de transporte del sector gasista, al tenerse en cuenta en la selección de comparadores empresas europeas de transporte y distribución, tanto eléctricas como gasistas, siendo parte de ellas sociedades que operan en ambos sectores. Cabe señalar que este criterio coincide de forma generalizada con el seguido en las propuestas metodológicas aportadas por las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica. Adicionalmente este enfoque coincide precisamente con la práctica existente en otros países europeos, algunos de cuyos reguladores aplican la misma tasa de retribución financiera a las actividades de transporte y distribución de gas natural y electricidad.

En relación con lo anterior, cabe señalar que el marco retributivo que aplica al transporte de electricidad no incluye diferencias significativas en lo que a recuperación de inversiones se refiere respecto al marco retributivo del transporte de gas. Ambos marcos se basan en valores unitarios de inversión que permiten la recuperación de las inversiones prudentemente incurridas y correspondientes a una empresa eficiente y bien gestionada, sin perjuicio de lo establecido para las instalaciones singulares. Por consiguiente, la metodología de cálculo de WACC propuesta para el transporte de electricidad sería extrapolable al transporte de gas²².

No obstante, en lo que se refiere a la determinación de la tasa de retribución financiera, y en su caso, a la cuantificación del diferencial, es necesario tener en cuenta que el segundo periodo regulatorio correspondiente a la actividad de transporte de gas natural comienza un año más tarde que el de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, por lo que el resultado numérico de la tasa de retribución financiera debería obtenerse a partir de datos más próximos al inicio del periodo correspondiente.

En conclusión, la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera recogida en este informe sería aplicable a la actividad de transporte, regasificación y almacenamiento básico de gas natural (tomando en consideración la fecha de inicio y duración del periodo regulatorio a los efectos de realizar los cálculos pertinentes), y debería en un futuro reemplazar a la actual retribución financiera que aplica a estas actividades compuesta por una tasa de retribución explícita (bono del Estado Español a 10 años más 50 puntos básicos),

²² Por el contrario, el marco retributivo de la distribución de gas difiere significativamente del establecido para la distribución eléctrica tanto en términos generales, como en lo que a recuperación de inversiones se refiere, asumiendo el distribuidor de gas más riesgo que el distribuidor eléctrico. Por consiguiente, la metodología propuesta en este informe para la distribución de electricidad no sería extrapolable directamente para la distribución de gas.

acompañada de una revisión de la Retribución por Continuidad de Suministro, en línea con lo ya señalado por esta Comisión²³.

8. Aplicabilidad de la presente metodología al cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, *del Sector Eléctrico*, establece períodos regulatorios similares, así como similitudes en los parámetros retributivos, para la actividad de producción de energía eléctrica en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP), con respecto a la actividad de transporte y distribución de electricidad, en su artículo 14, apartado 4, sobre “*Retribución de las actividades*”:

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

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

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

(...)”

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

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

²³ Informe sobre la propuesta de orden por la que se desarrolla el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, y se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista desde su entrada en vigor hasta el 31 de diciembre de 2014. 9 de octubre de 2014. Página 35.

“4. (...)”

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

En consecuencia, la tasa de retribución financiera de la actividad de generación en los sistemas eléctricos no peninsulares, quedó fijada, al igual que para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en un 6,503% hasta el 31 de diciembre de 2019, fecha en que termina el primer periodo regulatorio.

Esto se establece explícitamente en la Disposición Adicional Primera del RD 738/2015 de 31 de julio, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*:

“2. La tasa de retribución financiera a aplicar a todas las instalaciones de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares categoría A que tengan retribución por inversión durante el primer periodo regulatorio, se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos, de conformidad con la disposición adicional décima.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, quedando fijada en 650,3 puntos básicos”.

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, también establece en el punto 3 del artículo 27, que *“la tasa de retribución financiera anual, Trn, se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones mensuales en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio, incrementada en un diferencial que se calculará de acuerdo con lo previsto en el siguiente artículo y estará vigente durante todo el periodo regulatorio”.*

Por otra parte, el artículo 28 del citado Real Decreto 738/2015 establece que:

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

Para el cálculo del diferencial, antes del 1 de enero del último año del período regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y

Turismo, elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial en el periodo regulatorio siguiente.

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

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

Con respecto a estas previsiones, cabe indicar que la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica ha solicitado a la CNMC que emita informe mediante escrito de fecha 3 de julio de 2018. Respecto a las propuestas de los interesados que podían remitirse al Ministerio antes del 1 de marzo, no han tenido entrada en la CNMC.

Sobre la revisión de la tasa de retribución financiera, el punto 2 del citado artículo 28 del Real Decreto 738/2015 establece que *“para la determinación de la propuesta del valor que tomará el diferencial se atenderá a los siguientes criterios:*

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

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

Por todo lo expuesto, a efectos de establecer la tasa de retribución financiera para la actividad de generación en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares, ha de tenerse en consideración lo siguiente:

- El Real Decreto 738/2015 establece que la actividad de generación en este tipo de sistemas debe ser objeto de una regulación específica, debido a las peculiaridades que presenta respecto al sistema peninsular por su carácter aislado. Concretamente, las empresas generadoras en los sistemas eléctricos no peninsulares disponen de una limitada capacidad para crear economías de escala e incurrir en costes de generación superiores, lo que obliga a que la generación en los SENP sea objeto de una regulación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, y cuya remuneración es regulada, a diferencia de la generación en el sistema peninsular.

El esquema retributivo aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional incluye una retribución por costes fijos, con una tasa de retribución similar a la de otras actividades reguladas, y una retribución por costes variables de generación, que tiene en cuenta el combustible, así como la operación y mantenimiento. Se trata por lo tanto de un esquema de retribución de la actividad totalmente regulado, correspondiente a una actividad de bajo riesgo que guarda gran similitud con el de las actividades reguladas de transporte y distribución de energía eléctrica. Cabe indicar que el preámbulo del Real Decreto 738/2015 indica expresamente que la retribución de la actividad de generación en territorios no peninsulares *“incluirá una retribución por coste fijo con una tasa de retribución similar al del resto de actividades de retribución regulada”*.

- Actualmente, esta actividad está desarrollada por solo 3 empresas: UNELCO S.A. en las Islas Canarias, GESA S.A. en las Islas Baleares y Endesa Generación en Ceuta y Melilla. Endesa Generación posee el 100% del capital de UNELCO y GESA, formando a su vez parte las 3 del grupo Endesa.

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

- Si bien el Real Decreto 738/2015 establece que para el cálculo de la tasa de retribución financiera aplicable a esta actividad se deben tener en consideración los costes de financiación de empresas de producción de energía eléctrica de nuestro entorno con regímenes retributivos regulados, lo cierto es que no se han encontrado esquemas de retribución comparables en los países europeos de nuestro entorno que tienen generación en sistemas insulares.

A este respecto, cabe mencionar algunos ejemplos de mecanismos de retribución que han sido analizados. Por ejemplo, el marco regulatorio francés en lo que se refiere a la generación eléctrica en Córcega pudiera tener determinadas similitudes con el español, si bien no dispone de una metodología pública de cálculo de la tasa de retribución financiera, que por otra parte no se ha revisado desde el año 2006. Además, la compañía generadora en Córcega, EDF, es una sociedad que opera a nivel global, por lo que sus estados financieros no reflejan únicamente la actividad de generación de la compañía en territorio no continental, no pudiendo obtenerse el coste de financiación específico de dicha actividad. En el caso de otros países con sistemas insulares como Grecia e Italia, cabe destacar que no son comparables con la regulación española, en el sentido de que no emplean un esquema de retribución regulada para la recuperación de la inversión, al disponer Creta y Sicilia de mercados eléctricos de generación con mecanismos de soporte.

Por todo ello, considerando que la actividad de generación en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares es una actividad regulada, dadas las similitudes existentes entre los esquemas retributivos regulados de esta actividad y los de transporte y distribución de energía eléctrica, y ante la ausencia de comparadores europeos que permitan hacer un cálculo similar al realizado en este informe para las actividades de redes eléctricas, **esta Comisión propone aplicar la misma tasa de retribución financiera para la actividad de producción de energía eléctrica en los SENP que para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica en el segundo período regulatorio**, continuando por lo tanto con el enfoque establecido en el primer período regulatorio, en el que se fijó una tasa de retribución financiera similar para estas actividades.

9. Aplicación numérica de la propuesta de metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, correspondiente al segundo periodo regulatorio

En este apartado se calcula la tasa de retribución financiera aplicando la propuesta de metodología.

Dado que conforme a la regulación vigente, la tasa de retribución financiera aplicable en el periodo regulatorio 2020-2025 a los activos de transporte y distribución con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico, se calcula como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años de los 24 meses previos al mes de mayo de 2019, incrementada en un diferencial, esta propuesta permite calcular asimismo el valor numérico de dicho diferencial, resultante de la aplicación de la metodología descrita en el apartado 6. Para ello,

se ha tomado como fecha de cierre para la consideración de los datos el día 31 de diciembre de 2017.

9.1 Selección del grupo de comparadores

De acuerdo con los criterios especificados en el apartado 6.2, se obtiene en primer lugar el listado de empresas pertenecientes al índice STOXX® Europe TMI Utilities a 31 de diciembre de 2017, compuesto por las 39 empresas que se muestran en el Cuadro 9, en el que también se especifica el país al que pertenece cada una de ellas, así como el sector en el que operan.

De este listado de 39 empresas, es necesario descartar aquellas que operan en sectores distintos al eléctrico y/o gasista.

Cuadro 9. Listado de empresas pertenecientes al índice STOXX® TMI Utilities

Nombre	País	Sector
E.ON	Alemania	Energía
Innogy	Alemania	Energía
RWE	Alemania	Energía
Uniper	Alemania	Energía
EVN	Austria	Energía
Verbund	Austria	Energía
Elia System Operator	Bélgica	Energía
Orsted	Dinamarca	Energía
Enagas	España	Energía
Endesa	España	Energía
Gas Natural SDG	España	Energía
Iberdrola	España	Energía
Red Electrica Corporación	España	Energía
Fortum	Finlandia	Energía
EDF - Electricité de France	Francia	Energía
Engie	Francia	Energía
Rubis	Francia	Hidrocarburos
Suez Environnement	Francia	Agua, residuos
Veolia Environnement	Francia	Agua, redes de calefacción
A2A	Italia	Energía, agua
ACEA	Italia	Energía, agua
Enel	Italia	Energía
ERG	Italia	Energía
Hera	Italia	Energía, agua, residuos
Iren	Italia	Energía
Italgas	Italia	Energía
Snam	Italia	Energía
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italia	Energía
EDP - Energias de Portugal	Portugal	Energía
EDP Renovaveis	Portugal	Energía
REN - Redes Energeticas Nacionais	Portugal	Energía
Centrica	Reino Unido	Energía
Drax Group	Reino Unido	Energía
National Grid	Reino Unido	Energía
Pennon Group	Reino Unido	Agua
Severn Trent	Reino Unido	Agua
SSE - Scottish & Southern Energy	Reino Unido	Energía
United Utilities Group	Reino Unido	Agua
CEZ	República Checa	Energía

Fuente: Elaboración propia a partir del STOXX® Europe TMI Utilities.

Por otro lado, se realiza una búsqueda en Bloomberg de empresas de Europa Occidental que ejercen actividades de transporte o distribución de energía eléctrica o de gas natural en países con un tamaño relevante en la UE y en Noruega, conforme a los criterios indicados en el apartado 6.2.

EQS: Equity Screening function

> Product Segments: Utilities

> Utilities Networks: Electricity Distribution + Electricity Transmission + Gas Distribution + Gas Transmission and Storage

> Latest FY Product Segment Revenue Percent: Greater than or equal to 0.1

> Country of domicile: Western Europe (except: Andorra, Cyprus, Faeroe Island, Gibraltar, Guernsey, Isle of Man, Jersey, Liechtenstein, Luxembourg, Malta, Monaco, Reunion, San Marino, Svalbard and Jan Mayen Islands, Switzerland).

A partir de dicha búsqueda, se obtiene el listado de 35 empresas mostrado en el Cuadro 10. Cabe destacar que algunas de las empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg también pertenecen al índice STOXX.

Cuadro 10. Listado de empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg

Nombre	País	Sector
Gelsenwasser	Alemania	Agua, energía
Lechwerke	Alemania	Energía, telecomunicaciones
Mainova	Alemania	Energía
Verbund	Austria	Energía
Elia System Operator	Bélgica	Energía
Fluxys Belgium	Bélgica	Energía
Atlantica Yield	España	Energía, agua
Enagas	España	Energía
Endesa	España	Energía
Gas Natural SDG	España	Energía
Red Electrica Corporación	España	Energía
Direct Energie	Francia	Energía
EDF - Electricité de France	Francia	Energía
Electricité de Strasbourg	Francia	Energía
Parisienne Chauffage Urbain	Francia	Agua caliente y vapor
Athens Water Supply & Sewage	Grecia	Energía, agua
Public Power Corporation	Grecia	Energía
ACEA	Italia	Energía, agua
ACSM - AGAM	Italia	Energía, agua
Ascopiave	Italia	Energía
Enel	Italia	Energía
Fintel Energia Group	Italia	Energía
Gas Plus	Italia	Energía
Hera	Italia	Energía, agua, residuos
Iren	Italia	Energía
Italgas	Italia	Energía
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italia	Energía
SNAM	Italia	Energía
EDP - Energias de Portugal	Portugal	Energía
REN - Redes Energeticas Nacionais	Portugal	Energía
Centrica	Reino Unido	Energía
Jersey Electricity	Reino Unido	Energía
National Grid	Reino Unido	Energía
Phoenix Global Resources	Reino Unido	Energía
SSE - Scottish & Southern Energy	Reino Unido	Energía

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg.

Adicionalmente, se ha realizado una selección de las principales empresas españolas no cotizadas que realizan actividades de transporte o distribución en los sectores eléctrico y gasista (ver Cuadro 11).

A este respecto, se han seleccionado del sector eléctrico, las sociedades VIESGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, BEGASA, SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ y ESTABANELL I PAHISA y, del sector gasista, REDEXIS GAS, MADRILEÑA RED DE GAS y NORTEGÁS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN.

Cuadro 11. Listado de las principales empresas españolas de pequeño tamaño que realizan actividades de transporte o distribución en los sectores eléctrico y gasista

Nombre	País	Sector
Viesgo Distribución Eléctrica	España	Electricidad
Begasa	España	Electricidad
Suministradora Eléctrica de Cádiz	España	Electricidad
Estabanell i Pahisa	España	Electricidad
Redexis Gas	España	Gas
Madrileña Red de Gas	España	Gas
Nortegás Energía Distribución	España	Gas

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg.

Si bien algunas de estas compañías aparecen en Bloomberg, ninguna de ellas dispone de información de mercado relevante que pueda ser tenida en cuenta en el cálculo de la tasa de retribución financiera, con lo que no es posible su inclusión en el listado final de comparadores.

A continuación, de las empresas identificadas a partir del índice STOXX y de la búsqueda realizada en Bloomberg, se excluyen aquellas con actividades reguladas de redes despreciables o ausentes, las que operan fundamentalmente en sectores distintos al eléctrico y gasista, o aquellas que desarrollan su actividad fuera de Europa.

Adicionalmente, es necesario descartar del listado de comparadores las empresas que pertenecen a países con un rating inferior a BB-/Ba3, según la agencia de calificación crediticia considerada. En este sentido, como se muestra en el Cuadro 12, Grecia es el único país, entre los correspondientes a las empresas identificadas inicialmente, que no cumple, a 31 de diciembre de 2017, con este requisito de rating.

Cuadro 12. Rating otorgado en diciembre de 2017 por las principales agencias de calificación crediticia a los países correspondientes al listado inicial de empresas obtenidas a partir del índice STOXX y Bloomberg

País	S&P	Moody's	Fitch
Alemania	AAAu	Aaa	AAA
Austria	AA+	Aa1	AA+
Bélgica	AAu	Aa3	AA-
Dinamarca	AAA	Aaa	AAA
España	BBB+	Baa2	BBB+
Finlandia	AA+	Aa1	AA+
Francia	AAu	Aa2	AA
Grecia	B	B3	B
Holanda	AAAu	Aaa	AAA
Irlanda	A+	A2	A+
Italia	BBBu	Baa2	BBB
Noruega	AAA	Aaa	AAA
Portugal	BBB-u	Ba1	BBB
Reino Unido	AAu	Aa2	AA
Suecia	AAA	Aaa	AAA

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg.

A modo de resumen, en el Cuadro 13 se muestra el listado de empresas descartadas del grupo de comparadores, indicándose en cada caso, el motivo por el que se ha producido la exclusión.

Cuadro 13. Listado de empresas excluidas del grupo de comparadores

Nombre	País	Motivo Exclusión
Gelsenwasser	Alemania	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Innogy	Alemania	No existen datos relevantes en Bloomberg
Mainova	Alemania	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Uniper	Alemania	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Orsted	Dinamarca	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Atlantica Yield	España	Actividades reguladas de redes despreciables en Europa
Fortum	Finlandia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Direct Energie	Francia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Parisienne Chauffage Urbain	Francia	Sector diferente
Rubis	Francia	Sector diferente
Suez Environnement	Francia	Sector diferente
Veolia Environnement	Francia	Sector diferente
Athens Water Supply & Sewage	Grecia	Rating menor que BB-/Ba3
Public Power Corporation	Grecia	Rating menor que BB-/Ba3
ERG	Italia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Fintel Energia Group	Italia	No existen datos suficientes en Bloomberg
Italgas	Italia	No existen datos suficientes en Bloomberg
EDP Renovaveis	Portugal	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Centrica	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Drax Group	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Jersey Electricity	Reino Unido	No existen datos suficientes en Bloomberg
Pennon Group	Reino Unido	Sector diferente
Phoenix Global Resources	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Severn Trent	Reino Unido	Sector diferente
United Utilities Group	Reino Unido	Sector diferente
CEZ	República Checa	Actividad no relevante en la región

Fuente: Elaboración propia

En consecuencia, el listado final de comparadores seleccionado consta de un total de 29 empresas procedentes de 8 países, muchas de ellas pertenecientes a las redes europeas de gestores de redes de transporte y distribución, ENTSO-E, ENTSO-G y EDSO for Smart grids, operando parte de ellas en las actividades reguladas de los sectores eléctrico y gasista simultáneamente (ver Cuadro 14). Dentro del listado están representadas las sociedades matrices del grupo de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, como transportista, que recibe un 98% de la retribución de dicha actividad, así como las sociedades matrices de los grupos ENDESA, IBERDROLA, GAS NATURAL y EDP, cuyas sociedades filiales ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA e HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, realizan la actividad de distribución de energía eléctrica en España, y son destinatarias de un 89% de la retribución de dicha actividad.

Cuadro 14. Listado de los 29 comparadores finales seleccionados

Nombre	Búsqueda Bloomberg	STOXX Index	País	ENTSO / EDSO	Gas / Electricidad
E.ON		X	Alemania	EDSO	Ambos
Lechwerke	X		Alemania	-	Electricidad
RWE		X	Alemania	EDSO	Electricidad
EVN		X	Austria	EDSO	Ambos
Verbund	X	X	Austria	ENTSO	Electricidad
Elia System Operator	X	X	Bélgica	ENTSO	Electricidad
Fluxys Belgium	X		Bélgica	ENTSO	Gas
Enagas	X	X	España	ENTSO	Gas
Endesa	X	X	España	EDSO	Electricidad
Gas Natural SDG	X	X	España	EDSO	Ambos
Iberdrola		X	España	EDSO	Electricidad
Red Eléctrica Corporación	X	X	España	ENTSO	Electricidad
EDF - Electricité de France	X	X	Francia	ENTSO	Electricidad
Electricité de Strasbourg	X		Francia	-	Electricidad
Engie		X	Francia	-	Gas
A2A		X	Italia	-	Ambos
ACEA	X	X	Italia	-	Electricidad
ACSM - AGAM	X		Italia	-	Gas
Ascopiave	X		Italia	-	Gas
Enel	X	X	Italia	-	Electricidad
Gas Plus	X		Italia	-	Gas
Hera	X	X	Italia	-	Ambos
Iren	X	X	Italia	-	Ambos
SNAM	X	X	Italia	ENTSO	Gas
Terna Rete Elettrica Nazionale	X	X	Italia	ENTSO	Electricidad
EDP - Energias de Portugal	X	X	Portugal	EDSO	Electricidad
REN - Redes Energeticas Nacionais	X	X	Portugal	ENTSO	Ambos
National Grid	X	X	Reino Unido	ENTSO	Ambos
SSE - Scottish & Southern Energy	X	X	Reino Unido	ENTSO	Ambos

Fuente: Elaboración propia

9.2 Cálculo del ratio de apalancamiento óptimo

Conforme a lo indicado anteriormente, el ratio de apalancamiento óptimo se selecciona a partir de los resultados obtenidos conforme a las dos alternativas de cálculo definidas en el apartado 6.3.1.

Así, en primer lugar, se calcula el ratio de apalancamiento de cada empresa perteneciente al grupo de comparadores seleccionados. Para ello, se computa la deuda neta de cada empresa como el promedio entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017 de la deuda a largo y corto plazo de cada sociedad (“*SHORT_AND_LONG_TERM_DEBT*”), de la que se deduce el valor medio en

el mismo periodo de su importe de efectivo y otros activos líquidos equivalentes ("BS_CASH_NEAR_CASH_ITEM"), a partir de datos diarios obtenidos de Bloomberg. En cuanto a los fondos propios, se toma el promedio de los valores diarios de Bloomberg de la capitalización bursátil de cada sociedad, entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017 ("HISTORICAL_MARKET_CAP").

Para realizar el cálculo del ratio de apalancamiento según la primera de las alternativas, la cual proporciona el mismo peso a todas las empresas, se descartan los ratios correspondientes a las sociedades LECHWERKE y ELECTRICITÉ DE STRASBOURG, por situarse fuera de dos desviaciones estándar con respecto a la media.

A continuación, se calcula el promedio de los ratios de apalancamiento de los comparadores restantes.

Cuadro 15. Listado de datos empleados para el cálculo del apalancamiento

Nombre	(FP) Capitalización bursátil (M€)	Deuda CP y LP (M€)	Tesorería (M€)	(D) Deuda Neta (M€)	Ratio de apalancamiento D/(FP+D)
E.ON	23.713,99	20.558,85	4.721,35	15.837,50	40%
Lechwerke	2.339,45	3,48	41,68	-38,20	-2%
RWE	14.095,94	19.662,66	3.563,32	16.099,34	53%
EVN	1.924,11	1.781,27	350,76	1.430,50	43%
Verbund	5.483,60	3.515,59	212,52	3.303,07	38%
Elia System Operator	2.360,40	2.864,40	241,65	2.622,74	53%
Fluxys Belgium	18.134,19	1.714,23	261,44	1.452,79	7%
Enagas	5.237,29	5.056,51	1.003,84	4.052,66	44%
Endesa	20.380,77	7.629,95	1.505,95	6.124,00	23%
Gas Natural SDG	17.500,84	19.277,70	3.505,92	15.771,78	47%
Iberdrola	33.339,68	30.886,38	1.959,32	28.927,06	46%
Red Elctrica Corporación	8.127,32	6.063,84	309,82	5.754,02	41%
EDF - Electricité de France	32.643,31	57.125,50	4.442,76	52.682,74	62%
Electricité de Strasbourg	726,04	11,35	138,24	-126,90	-21%
Engie	39.559,52	44.286,45	11.062,48	33.223,97	46%
A2A	2.868,42	4.286,70	500,53	3.786,17	57%
ACEA	2.002,99	2.979,14	485,02	2.494,12	55%
ACSM - AGAM	93,45	122,48	6,14	116,35	55%
Ascopiave	461,33	159,84	41,69	118,15	20%
Enel	35.440,47	59.066,86	8.046,26	51.020,60	59%
Gas Plus	175,02	106,36	14,63	91,72	34%
Hera	2.761,60	3.214,06	508,23	2.705,84	49%
Iren	1.478,82	3.006,99	94,09	2.912,89	66%
SNAM	14.288,34	12.766,90	34,05	12.732,85	47%
Terna Rete Elettrica Nazionale	7.855,22	8.195,85	1.345,48	6.850,38	47%
EDP - Energias de Portugal	10.486,12	19.346,57	1.705,48	17.641,09	63%
REN - Redes Energeticas Nacionais	1.330,46	2.633,73	84,02	2.549,71	66%
National Grid PLC	39.757,92	32.870,01	484,41	32.385,59	45%
SSE PLC Scottish & Southern Energy	17.820,79	8.227,63	954,31	7.273,32	29%
TOTAL	362.387,41	377.421,26	47.625,40	329.795,87	46%

Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, para el cálculo del ratio de apalancamiento según la segunda alternativa, que otorga un peso superior a las grandes empresas en el resultado final, se divide el sumatorio de las deudas netas de todas las empresas entre el sumatorio, para todos los comparadores, de la suma de la deuda neta y la capitalización de mercado de cada una de ellas.

En el Cuadro 16, se muestran los valores obtenidos para el ratio de apalancamiento a través de las dos alternativas de cálculo. Como puede observarse, se obtiene un ratio de apalancamiento del 46%, según el primer método de cálculo, y del 48%, conforme a la segunda alternativa.

Cuadro 16. Valores obtenidos para el ratio de apalancamiento mediante las dos alternativas de cálculo

FP Capitalización bursátil (M€)	(D) Deuda Neta (M€)	Ratio de apalancamiento (alternativa 1)	Ratio de apalancamiento (alternativa 2)
362.387,41	329.795,87	46%	48%

Fuente: Elaboración propia

Por último, se han comparado los resultados obtenidos con los valores considerados por varios reguladores energéticos europeos para este mismo parámetro, comprobándose que son iguales o ligeramente superiores (50-60%) para todos los países, salvo para Italia, Finlandia, Suecia y la región de Bruselas, como muestra el Cuadro 17.

Cuadro 17. Ratio de apalancamiento óptimo utilizado por otros reguladores europeos para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas del sector energético

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	60%	60%	60%	60%
Austria	60%	60%	60%	60%
Bélgica	67%	60% - 52.5% - 40%*	67%	60% - 52.5% - 40%*
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	70%
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	50%	40%	40%	40%
Francia	60%	N.A.	50%	50%
Gran Bretaña	55% - 60%	65%	62,5%	65%
Holanda	50%	50%	50%	50%
Irlanda	55%	55%	55%	55%
Italia	44,40%	44,40%	44,40%	37,50%
Noruega	60%	60%	N.A.	N.A.
Portugal	55%	55%	50%	50%
Suecia	50%	50%	47%	47%

* Región flamenca: 55%. Región valona: 52.5%. Región Bruselas: 40%.

Fuente: CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017.

A la vista de los resultados anteriores, se ha optado por seleccionar un ratio de apalancamiento óptimo del 50%.

9.3 Tasa impositiva considerada

Tal y como se ha indicado en el apartado 6.3.2, 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 2017, se han tenido en cuenta las tasas estatutarias correspondientes a dicho año.

Así, en el Cuadro 18, se incluyen las tasas estatutarias totales para el año 2017 de los países europeos a los que pertenecen los 29 comparadores seleccionados en el apartado 9.1. La tasa impositiva estatutaria de España en 2017 es del 25,0%.

Cuadro 18. Tasa impositiva estatutaria por país en el año 2017 de los países a los que pertenecen los comparadores seleccionados

País	Tasa Impositiva Estatutaria Total (2017)
Alemania	30,18%
Austria	25,00%
Bélgica	33,99%
España	25,00%
Francia	34,43%
Gran Bretaña	19,00%
Italia	27,81%
Portugal	29,50%

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

9.4 Cálculo del coste de los fondos propios

Según la metodología propuesta en el apartado 6.4, 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.

9.4.1 Cálculo de la tasa libre de riesgo

Conforme al periodo de estudio seleccionado y el horizonte relevante considerado, se ha calculado 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 2012 y el 31 de diciembre de 2017, obteniéndose un valor del 2,97%.

En el Cuadro 19, se muestran las tasas libres de riesgo utilizadas por los países europeos estudiados en el cálculo de sus respectivos WACC de las actividades reguladas del sector energético.

Cuadro 19. Comparativa de las tasas libres de riesgo empleadas por los distintos reguladores energéticos europeos

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	3,80%	3,80%	3,80%	3,80%
Austria	3,27%	3,27%	1,87%	3,27%
Bélgica	0,7% (ex ante)	1,43% - 2,71% - 2,2%*	0,90%	1,43% - 2,71% - 2,2%*
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	2,55%	2,55%	2,55%	2,55%
Francia	2,70%	2,70%		2,80%
Gran Bretaña	2% (valor real)	**	2% (valor real)	2% (valor real)
Holanda	1,28%	1,28%	1,28%	1,28%
Irlanda	1,9% (valor real)	1,9% (valor real)	3,5%-5,5% (valor real)	3,5%-5,5% (valor real)
Italia	0,79%	0,79%	0,79%	0,79%
Noruega	5,03%	5,03%		
Portugal	2,41%	2,41%	1,73%	1,73%
Suecia	4,01%	4,01%	3,83%	3,83%

*Región flamenca: 1,43. Región valona: 2,71. Región de Bruselas: 2,2% (ex ante).

**No hay un valor de la tasa libre de riesgo, sino que se calcula el coste de los fondos propios directamente según un índice que se actualiza anualmente

Fuente: CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017.

Nota: Todos los valores indicados son nominales, salvo los correspondientes a Gran Bretaña e Irlanda, que son valores reales.

9.4.2 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_OVERRIDABLE”), empleando como fecha de inicio el 1 de enero de 2012, y fecha de fin del periodo, el 31 de diciembre de 2017. De esta manera, se calcula una sola beta para cada empresa, a partir de una regresión lineal de las observaciones históricas semanales desde el primer día hasta el último día del periodo de cálculo.

A continuación, las betas apalancadas de las empresas se desapalancan utilizando la fórmula de Modigliani-Miller, como se ha indicado en el apartado 6.4.2. 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 9.3. 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 2012 y el 31 de diciembre de 2017 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 los valores diarios 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 2012 y el 31 de diciembre de 2017 de los valores diarios de capitalización bursátil de cada sociedad ("*HISTORICAL_MARKET_CAP*").

Adicionalmente, como se ha indicado en el apartado 6.4.2, 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 periodo 2012-2017, obtenida de Bloomberg, de sus diferenciales diarios de compra-venta fuera superior al 1%, ("*AVERAGE_BID_ASK_SPREAD_%*"). Concretamente, se han eliminado siguiendo este criterio las betas correspondientes a LECHWERKE, FLUXYS BELGIUM, ELECTRICITÉ DE STRASBOURG, ACSM-AGAM y GAS PLUS.

En el Cuadro 20, se incluye el listado de betas apalancadas y desapalancadas correspondientes a cada uno de los comparadores seleccionados. En azul, 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 0,41.

Cuadro 20. Listado de las betas apalancadas y desapalancadas de los comparadores seleccionados y cálculo de la beta promedio desapalancada

Nombre	País	Beta apalancada (β_L)	Ratio D/FP	Tasa estatutaria total	Beta desapalancada (β_U)	Diferencial medio de compraventa 2012-2017
E.ON	Alemania	1,00	67%	30,18%	0,68	0,05%
Lechwerke	Alemania	0,09	-2%	30,18%	0,10	2,39% - Descartada
RWE	Alemania	0,93	114%	30,18%	0,52	0,06%
EVN	Austria	0,30	74%	25,00%	0,19	0,38%
Verbund	Austria	0,67	60%	25,00%	0,46	0,19%
Elia System Operator	Bélgica	0,35	111%	33,99%	0,20	0,18%
Fluxys Belgium	Bélgica	0,09	8%	33,99%	0,09	1,07% - Descartada
Enagas	España	0,53	77%	25,00%	0,34	0,09%
Endesa	España	0,67	30%	25,00%	0,55	0,12%
Gas Natural SDG	España	0,90	90%	25,00%	0,54	0,09%
Iberdrola	España	0,89	87%	25,00%	0,54	0,05%
Red Elctrica Corporación	España	0,65	71%	25,00%	0,42	0,09%
EDF - Electricité de France	Francia	1,06	161%	34,43%	0,52	0,07%
Electricité de Strasbourg	Francia	0,23	-17%	34,43%	0,25	1,11% - Descartada
Engie	Francia	0,95	84%	34,43%	0,61	0,05%
A2A	Italia	0,93	132%	27,81%	0,48	0,16%
ACEA	Italia	0,63	125%	27,81%	0,33	0,37%
ACSM - AGAM	Italia	0,53	125%	27,81%	0,28	1,63% - Descartada
Ascopiave	Italia	0,43	26%	27,81%	0,36	0,57%
Enel	Italia	0,93	144%	27,81%	0,45	0,08%
Gas Plus	Italia	0,36	52%	27,81%	0,26	1,89% - Descartada
Hera	Italia	0,42	98%	27,81%	0,25	0,22%
Iren	Italia	0,95	197%	27,81%	0,39	0,35%
SNAM	Italia	0,53	89%	27,81%	0,32	0,08%
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italia	0,48	87%	27,81%	0,30	0,09%
EDP - Energias de Portugal	Portugal	0,91	168%	29,50%	0,41	0,09%
REN - Redes Energeticas Nacionais	Portugal	0,48	192%	29,50%	0,20	0,27%
National Grid	Reino Unido	0,63	81%	19,00%	0,38	0,06%
SSE - Scottish & Southern Energy	Reino Unido	0,62	41%	19,00%	0,47	0,09%
PROMEDIO COEFICIENTE BETA						0,41

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se ha reapalancado la beta obtenida mediante la aplicación de la fórmula de Hamada, incluida en el punto 4 del apartado 6.4.2. Para ello, se ha aplicado el ratio óptimo de deuda/fondos propios que se deriva del ratio de apalancamiento óptimo obtenido en el apartado 9.2 (50%) y que asciende consecuentemente al 100%, y la tasa impositiva estatutaria aplicable en España en el año 2017 (25%).

De este modo, se obtiene un valor de 0,72 para la beta reapalancada (Cuadro 21).

Cuadro 21. Cálculo de la beta reapalancada

Beta desapalancada promedio (β_U)	Tasa estatutaria España (τ)	Ratio óptimo (D/FP)	Beta reapalancada (β_{RL})
0,41	25%	100%	0,72

Fuente: Elaboración propia

Haciendo una comparativa con la beta utilizada por los distintos reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético (Cuadro 22), se observan valores similares a los obtenidos en la mayoría de los países.

Cuadro 22. Comparativa de los coeficientes beta empleados por los distintos reguladores energéticos europeos

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	0,79	0,79	0,79	0,79
Austria	0,69	0,69	0,85	0,69
Bélgica	0,53	0,76 - 0,65 - 0,7*	0,65	0,76 - 0,65 - 0,7*
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	0,79
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	0,72	0,83	0,69	0,69
Francia	0,73	N.A.	0,75	0,66
Gran Bretaña	0,95	0,71	0,91	0,90
Holanda	0,74	0,74	0,74	0,74
Irlanda	0,89	0,89	0,78	0,78
Italia	0,55	0,62	0,58	0,63
Noruega	0,88	0,88	Sin información	Sin información
Portugal	0,58	0,67	0,59	0,66
Suecia	0,72	0,72	0,76	0,76

*Región flamenca: 0,76. Región valona: 0,65. Región de Bruselas: 0,7.

Fuente: CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017.

9.4.3 Cálculo de la prima de riesgo del mercado

Como se indica en el apartado 6.4.3, 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 más actualizado, estando

basada la ponderación de los distintos países en el cálculo del promedio final, en su nivel de capitalización bursátil.

El informe DMS más actualizado, publicado por Credit Suisse en el mes de febrero de 2018 (*"Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2018"*), incorpora en su tabla 9, *"Worldwide equity risk premiums relative to bonds, 1900-2017"*, los valores de las medias geométricas y aritméticas de las primas de riesgo correspondientes al periodo 1900-2017 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 2017, obtenido de Bloomberg (*"WCAU"*).

En el Cuadro 23, 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 4,75%.

Cuadro 23. Cálculo de la prima de riesgo de mercado con datos de DMS correspondientes al periodo 1900-2017

País	Peso relativo (según capitalización bursátil)	Media geométrica (informe DMS)	Media aritmética (informe DMS)	Promedio medias geométrica y aritmética	Media geométrica ponderada	Media aritmética ponderada	Promedio medias geométrica y aritmética ponderadas
Alemania	17,87%	5,10%	8,40%	6,75%	0,91%	1,50%	1,21%
Austria	1,14%	2,90%	21,50%	12,20%	0,03%	0,24%	0,14%
Bélgica	3,47%	2,20%	4,30%	3,25%	0,08%	0,15%	0,11%
Dinamarca	3,43%	2,20%	3,80%	3,00%	0,08%	0,13%	0,10%
España	5,95%	1,80%	3,80%	2,80%	0,11%	0,23%	0,17%
Finlandia	1,96%	5,20%	8,70%	6,95%	0,10%	0,17%	0,14%
Francia	18,66%	3,10%	5,40%	4,25%	0,58%	1,01%	0,79%
Holanda	4,59%	3,30%	5,60%	4,45%	0,15%	0,26%	0,20%
Irlanda	0,95%	2,70%	4,70%	3,70%	0,03%	0,04%	0,04%
Italia	5,27%	3,20%	6,50%	4,85%	0,17%	0,34%	0,26%
Noruega	2,25%	2,50%	5,40%	3,95%	0,06%	0,12%	0,09%
Portugal	0,57%	5,30%	9,40%	7,35%	0,03%	0,05%	0,04%
Reino Unido	27,99%	3,70%	5,00%	4,35%	1,04%	1,40%	1,22%
Suecia	5,91%	3,10%	5,30%	4,20%	0,18%	0,31%	0,25%
100%				Prima de Riesgo de Mercado			4,75%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe DMS *Global Investment Returns Yearbook* de 2018.

Haciendo una comparativa con la prima de riesgo utilizada por los distintos reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético (Cuadro 24), se observan valores similares en la mayoría de los países.

Cuadro 24. Comparativa de la prima de riesgo de mercado utilizada por los distintos reguladores energético europeos

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	4,55%	4,55%	4,55%	4,55%
Austria	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Bélgica	3,5%	5,01% - 4,30% - 4,50% *	3,50%	5,01% - 4,30% - 4,50% *
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	4,75%
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Francia	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Gran Bretaña	5,25%	N.A.	5,25%	5,25%
Holanda	5,05%	5,05%	5,05%	5,05%
Irlanda	4,75%	4,75%	5-6%	5-6,5%
Italia	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%
Noruega	5,00%	5,00%	N.A.	N.A.
Portugal	6,25%	6,25%	6,09%	6,09%
Suecia	0,50%	0,50%	1,50%	1,50%

* Región flamenca: 5,01%. Región valona: 4,30%. Región Bruselas: 4,50%

Fuente: CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017.

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 6,40%, tal y como se muestra en el Cuadro 25.

Cuadro 25. Cálculo del coste de los fondos propios

Coste de los fondos propios	
Media 6 años bono español 10 años	2,97%
Beta	0,72
PRM	4,75%
RFP	6,40%

Fuente: Elaboración propia

9.5 Cálculo del coste de la deuda

Según la metodología propuesta en el apartado 6.5 de este informe, del listado de 29 comparadores seleccionado, únicamente se han considerado para el cálculo del coste de la deuda aquellas sociedades con una calificación crediticia, a 31 de diciembre de 2017, igual o mejor que la del Estado español, según al menos una de las principales agencias de calificación (Moody's, Standard & Poor's o Fitch), salvo que el resultado fuera el contrario según las otras dos. De este modo, 11 empresas han sido descartadas por no cumplir con este requisito,

entre ellas, dos comparadores puros (A2A SpA, ACSM-AGAM SpA, ASCOPIAVE SpA, EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL, S.A., ELECTRICITÉ DE STRASBOURG, FLUXYS BELGIUM, GAS PLUS, RWE AG, IREN SpA, LECHWERKE y REN-REDES ENERGETICAS NACIONAIS).

Para los comparadores que cumplen con el criterio anterior, 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 2012 y el 31 de diciembre de 2017, resultando un 1,259%. En cuanto al diferencial, éste 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 2012 y el 31 de diciembre de 2017. A este respecto, 9 comparadores disponen de datos de cotización de CDS para el periodo de análisis, concretamente, E.ON SE, EDF-Electricité de France, S.A., ENDESA S.A., ENEL SpA., ENGIE S.A., GAS NATURAL SDG, S.A., IBERDROLA, S.A., NATIONAL GRID PLC y SSE PLC SCOTTISH & SOUTHERN ENERGY.

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 8-12 años, en euros, y con fecha de emisión comprendida entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017. En este sentido, la empresa EVN AG no dispone de ninguna emisión de deuda que cumpla con las características anteriores, por lo que no se ha 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. Los resultados se detallan en el Cuadro 26, según el cual el coste de la deuda asciende al 2,40%. Asimismo, en dicho cuadro se especifica el método de cálculo empleado para la obtención del coste de financiación de cada sociedad, mostrándose en azul las empresas que han sido descartadas por no cumplir con el requisito de rating.

Cuadro 26. Cálculo del coste de la deuda

Nombre	País	Comprobación rating empresa	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones
E.ON	Alemania	OK	IRS+CDS	2,405%
Lechwerke	Alemania	Descartada	-	-
RWE	Alemania	Descartada	-	-
EVN	Austria	OK	Sin datos	-
Verbund	Austria	OK	Media TIR emisiones	1,671%
Elia System Operator	Bélgica	OK	Media TIR emisiones	1,586%
Fluxys Belgium	Bélgica	Descartada	-	-
Enagas	España	OK	Media TIR emisiones	1,903%
Endesa	España	OK	IRS+CDS	2,516%
Gas Natural SDG	España	OK	IRS+CDS	4,012%
Iberdrola	España	OK	IRS+CDS	3,143%
Red Eléctrica Corporación	España	OK	Media TIR emisiones	1,962%
EDF - Electricité de France	Francia	OK	IRS+CDS	2,450%
Electricité de Strasbourg	Francia	Descartada	-	-
Engie	Francia	OK	IRS+CDS	2,309%
A2A	Italia	Descartada	-	-
ACEA	Italia	OK	Media TIR emisiones	1,946%
ACSM - AGAM	Italia	Descartada	-	-
Ascopiave	Italia	Descartada	-	-
Enel	Italia	OK	IRS+CDS	3,250%
Gas Plus	Italia	Descartada	-	-
Hera	Italia	OK	Media TIR emisiones	3,049%
Iren	Italia	Descartada	-	-
SNAM	Italia	OK	Media TIR emisiones	2,210%
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italia	OK	Media TIR emisiones	1,406%
EDP - Energías de Portugal	Portugal	Descartada	-	-
REN - Redes Energeticas Nacionais	Portugal	Descartada	-	-
National Grid	Reino Unido	OK	IRS+CDS	2,124%
SSE - Scottish & Southern Energy	Reino Unido	OK	IRS+CDS	2,833%
PROMEDIO DEL COSTE DE LA DEUDA				2,40%

Fuente: Elaboración propia.

A modo de análisis de sensibilidad, se ha calculado el coste de la deuda considerando también a las empresas que están un escalón por debajo del rating del Estado español. Esto significa incluir a las sociedades RWE AG, A2A SpA, IREN SpA, EDP – ENERGÍAS DE PORTUGAL, S.A. y REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONALES. El valor promedio del coste de la deuda obtenido en este caso es del 2,45%, muy similar al hallado anteriormente.

En comparación con el coste de la deuda empleado por los distintos reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético, se observan valores ligeramente superiores en países como Bélgica, Finlandia y Holanda, y valores muy similares a los obtenidos en este caso en Francia, Gran Bretaña e Italia, como se observa en el Cuadro 27.

Cuadro 27. Comparativa del coste de la deuda empleado por los distintos reguladores energéticos europeos

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Austria	2,70%	2,70%		2,70%
Bélgica	3%	3,04% - 2,74% - 3,22% *	Sin información	3,04% - 2,74% - 3,08% **
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	3,93%
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	3,24%	3,24%	3,24%	3,24%
Francia	N.A.	N.A.	2,40%	2,50%
Gran Bretaña	2,38%	2,41%	2,38%	2,38%
Holanda	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%
Irlanda	2,90%	2,90%	N.A.	N.A.
Italia	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Noruega	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Portugal	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Suecia	5,81%	5,63%	5,63%	5,63%

*Región flamenca: 3,04%. Región valona: 2,74%. Región de Bruselas: 3,22%

**Región flamenca: 3,04%. Región valona: 2,74%. Región de Bruselas: 3,08%

Fuente: CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017.

A efectos de comprobación de la coherencia de la estimación realizada del coste de la deuda, en lo que se refiere al resultado obtenido y al periodo de cálculo seleccionado, se realiza a continuación un análisis complementario sobre el coste de financiación de las empresas españolas.

Conforme a las cuentas anuales consolidadas de dichas sociedades, la vida media de la deuda neta a 31 de diciembre de 2017 se situaba en el entorno de los 6 años²⁴, lo que se sitúa en línea con la duración del periodo de análisis que se ha empleado.

En cuanto al resultado obtenido para el coste de la deuda, a modo de análisis de sensibilidad, si sólo se hubieran considerado las empresas españolas para realizar el cálculo, se obtendría un 2,71% (a partir de los valores de IRS+CDS para ENDESA, GAS NATURAL e IBERDROLA, y de la media de las TIR de sus correspondientes emisiones para RED ELÉCTRICA y ENAGÁS), valor que

²⁴ GAS NATURAL FENOSA: 5,8 años, IBERDROLA: más de 6 años, ENDESA: 6,1 años, RED ELÉCTRICA: 5,3 años y ENAGÁS: 6,8 años.

resulta ligeramente superior al obtenido teniendo en cuenta todos los comparadores seleccionados. En todo caso, cabe recordar que la regulación en vigor establece que, para la determinación del valor que tomará el diferencial de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, deberá tenerse en cuenta el coste de financiación de empresas comparables eficientes y bien gestionadas de la Unión Europea y no únicamente empresas españolas.

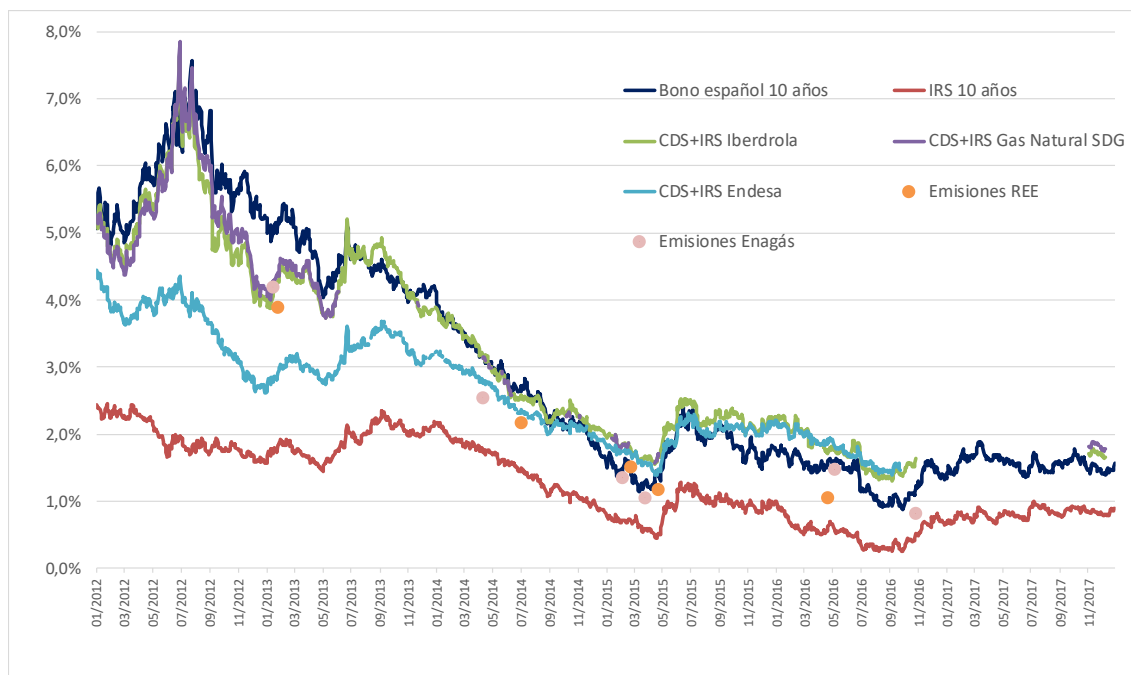
Por otra parte, si se tiene en cuenta la deuda en balance de los comparadores españoles a 31/12/2017, así como las cantidades pagadas por éstos en concepto de intereses en 2017, de acuerdo con los valores contables declarados en sus cuentas anuales, se obtendría un tipo de interés promedio del 2,800% (2,467% ENDESA, 2,771% ENAGAS, 2,468% REE, 2,874% IBERDROLA y 3,422% GAS NATURAL)²⁵, de lo que se desprende que el coste de la deuda en balance de las empresas se sitúa en línea con el coste de la deuda que se propone en esta metodología. No obstante lo anterior, el coste de la deuda a nivel contable sirve únicamente como referencia en el análisis de sensibilidad realizado, puesto que las compañías podrían estar pagando intereses por un crédito contraído hace 10 o 15 años, por ejemplo, momento en el que la situación económica y los costes de financiación fueran muy diferentes a los actuales, con lo que no resultaría apropiado utilizar en el cálculo del WACC un valor del coste de la deuda obtenido de esta manera.

Por último, en cuanto al hecho de que el coste de la deuda obtenido (2,40%) sea inferior a la prima libre de riesgo calculada en el apartado 9.4.3 (2,97%) cabe realizar la siguiente consideración. Si bien, tradicionalmente, se ha considerado que la deuda con menos riesgo es la deuda estatal y que el coste financiero de las empresas de un país debería situarse por encima del coste financiero del Estado, en el caso de España y otros países europeos, la realidad no es consistente con esta teoría. Concretamente, se observa que, desde el año 2010, las empresas españolas se han financiado más barato que el Estado español en sus emisiones de deuda. A este respecto, el

Gráfico muestra la evolución de la rentabilidad del bono español a 10 años (línea negra), del IRS a 10 años (línea roja), de los IRS+CDS de las 3 sociedades españolas que tienen CDS cotizados (líneas verde, azul y morada), así como las emisiones de deuda de las 2 empresas españolas que no tienen CDS (puntos naranjas y rosas). Puede comprobarse que las emisiones de deuda corporativa de RED ELÉCTRICA y ENAGÁS se sitúan siempre a un tipo de interés inferior al bono español a 10 años. Asimismo, la suma de IRS+CDS para IBERDROLA, ENDESA y GAS NATURAL ha sido inferior a la rentabilidad del bono español a 10 años hasta 2015, siendo aproximadamente coincidentes a partir de ese año.

²⁵ Los datos se extraen de Bloomberg dividiendo los intereses (IS_INT_EXPENSE) entre la deuda (SHORT_AND_LONG_TERM_DEBT).

Gráfico 2. Comparativa del tipo de interés del bono español a 10 años, los IRS a 10 años, los CDS de IBERDROLA, ENDESA y GAS NATURAL y los bonos emitidos por ENAGÁS y RED ELÉCTRICA



Fuente: Elaboración propia a partir de información extraída de Bloomberg

9.6 Cálculo del WACC, la tasa de retribución regulada y el diferencial

En primer lugar, cabe señalar que la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica se ha elaborado a partir de los datos económico-financieros para cada uno de los parámetros considerados durante el periodo comprendido entre 2012 y 2017. Por consiguiente, esta metodología es sensible al periodo de análisis de los datos considerado, pero se considera correcta por incluir periodos de tipos elevados y bajos. Los primeros años del periodo considerado (2012-2014) se caracterizan por tipos de interés elevados como resultado de la crisis financiera que comenzó a finales de la década pasada, mientras que esta situación cambia significativamente con el comienzo, en marzo de 2015, del programa de expansión cuantitativa por parte del Banco Central Europeo (BCE). En caso de que se modificase el periodo objeto de análisis a un periodo más cercano en el tiempo al de la toma de decisión sobre la tasa de retribución financiera aplicable al segundo periodo regulatorio, y como consecuencia de ello tuviesen una mayor representatividad aquellos años afectados por el programa de expansión

cuantitativa del BCE, cabría introducir un ajuste para reflejar el efecto de este programa en las variables afectadas²⁶.

Adicionalmente a lo anterior, cambios no predecibles y significativos en las condiciones de los mercados financieros que tuvieran un impacto significativo en el coste financiero de los recursos propios y ajenos para las empresas que desarrollan estas actividades reguladas podrían hacer necesaria la introducción de modificaciones en la estimación de los parámetros recogidos en esta propuesta. En todo caso, cualquier cambio en el criterio de estimación de los parámetros deberá estar suficientemente motivado y justificado, respondiendo, en última instancia, a los principios recogidos en el artículo 8 del Real Decreto 1047/2013 (y de forma simétrica en el artículo 14 del Real Decreto 1048/2013) que establecen que el diferencial de la tasa de retribución financiera deberá considerar *“la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española”*.

Por otra parte, cabe tener en consideración que la presente propuesta se ha elaborado a partir de datos de comparadores, siendo algunos de ellos puros (que realizan exclusivamente actividades de redes) y otros no puros (dado que además de realizar actividades de redes con un peso relativo relevante, también realizan otras actividades liberalizadas o ajenas al sector eléctrico). Por lo tanto, el resultado obtenido, al no referirse exclusivamente a comparadores puros, podría tener un sesgo al alza.

A pesar de que sería más adecuado a nivel teórico utilizar sólo comparadores puros, por representar éstos más fielmente el riesgo de este tipo de actividades, a nivel práctico y metodológico esto conllevaría la utilización de muy pocos comparadores, debido al reducido número de sociedades que cumplen con este requisito a nivel europeo. Además, de emplearse un enfoque basado en comparadores puros, no habría representatividad de empresas que realizan la actividad de distribución en España, al formar parte todas ellas de grupos verticalmente integrados que desarrollan también otras actividades.

²⁶ De acuerdo con el documento *“Asset purchase programmes and financial markets: lessons from the euro area”*, Working paper series, European Central Bank, nº 1864/November 2015 *“Sizeable impact is estimated, for instance, for long-term sovereign bonds, with yields declining by about 30-50 basis points (depending on the approach) at the 10-year maturity for the implied euro area term structure, and by roughly twice as much in higher yield member countries such as Italy and Spain”*. Según el informe de la Comisión Europea sobre la estimación de la tasa de retribución financiera en el sector de las telecomunicaciones (*“Review of approaches to estimate a reasonable rate of return for investments in telecoms networks in regulatory proceedings and options for EU harmonization”*), preparado por The Brattle Group, *“Quantitative Easing announcements by the ECB affected 10 year government bond yields between 16 basis points (measured on German 10-year government bond yields) and -80 basis points (measured on Spanish 10-year government bond yields), with an average effect on the 10-year government bond yields for the Euro Area of about – 40 basis points”*.

Una vez señalado lo anterior, a partir de los resultados numéricos obtenidos en este apartado para los distintos parámetros, el WACC nominal después de impuestos se calcula aplicando la fórmula incluida en el apartado 6.1 del presente informe.

A su vez, el cálculo del diferencial que establece la regulación vigente podría realizarse a partir del valor obtenido para el WACC nominal después de impuestos, empleando la fórmula definida en el apartado 6. Este cálculo se realizaría una vez estén disponibles los datos correspondientes a la cotización del bono del Estado a 10 años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio.

Como se muestra en el Cuadro 28, se obtiene una tasa de retribución regulada antes de impuestos del 5,47%.

Cuadro 28. Cálculo de la tasa de retribución regulada y el diferencial

FECHA CIERRE DATOS: 31/12/2017

1	Tasa libre de riesgo (R_{LR})	[1]	2,97%	Bono español 10 años (media 6 últimos años)
2	Coefficiente beta	[2]	0,72	Beta Bloomberg
3	Prima Riesgo Mercado (PRM)	[3]	4,75%	DMS - Promedio ponderado Europa (media aritmética y geométrica)
4	Coste de los fondos propios después de impuestos (R_{FP})	[4]	6,40%	$[1] + ([2] \times [3])$
5	Coste de la deuda antes de impuestos (R_D)	[5]	2,40%	IRS + CDS ó Media TIR emisiones bonos
6	Tasa impositiva (T)	[6]	25%	Tasa estatutaria España 2017
7	Ratio apalancamiento	[7]	50%	$D/(D+FP)$
8	WACC nominal después de impuestos	[8]	4,10%	$([4] \times (1-[7])) + ([5] \times (1-[6]) \times [7])$
9	Tasa de retribución regulada antes de impuestos	[9]	5,47%	$[8]/(1-[6])$

Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, como consecuencia de la metodología de cálculo propuesta para la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y la aplicación numérica de la misma efectuada a partir de los datos calculados a fecha 31/12/2017, **resultaría una tasa de retribución financiera del 5,47% para el segundo periodo regulatorio, del 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2025.**

Por último, se señala que la tasa de retribución financiera no constituye el único parámetro para retribuir a los accionistas una vez descontados los costes financieros de los recursos ajenos, dado que las empresas que realizan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica se benefician de una serie de ingresos adicionales recogidos en el actual marco regulatorio y que no tiene en cuenta el propio WACC:

- Por una parte, la valoración de los activos puestos en servicio hasta el 31 de diciembre de 2014 a coste de reposición, con factores de eficiencia, supone una retribución financiera adicional para las empresas en la medida que el valor a coste de reposición sea superior al valor contable.
- Por otra parte, dado que los activos puestos en servicio desde 2015 se valoran como la semisuma del valor auditado y del valor calculado

aplicando los costes unitarios de inversión, las sociedades que ejercen este tipo de actividades tienen un incentivo por la inversión a costes inferiores a los unitarios. En particular, las empresas que desarrollan estas actividades tienen incentivos a invertir principalmente en aquellos activos en los que pueden obtener mayor margen.

- Si las empresas son capaces de batir los costes unitarios de operación y mantenimiento, y en el caso de las distribuidoras, la retribución por otras tareas reguladas, retienen la diferencia durante todo el periodo regulatorio. Adicionalmente, dado que la retribución por OPEX es proporcional a las unidades físicas y la retribución por otras tareas reguladas es proporcional al número de clientes, al existir economías de escala las empresas obtienen una retribución adicional aun en el caso de que no se hayan conseguido ganancias de eficiencia.
- El marco regulatorio contempla asimismo un esquema de incentivos: en el transporte, existe un incentivo a maximizar la disponibilidad de la red que oscila entre el -3,5% y el 2,5% de la retribución. En distribución, existen incentivos específicos relacionados con la calidad de suministro (-3%; +2%), la reducción de pérdidas en las redes de distribución (-2%; +1%), y la detección del fraude (0%; +1,5%).
- El marco retributivo establecido en los Reales Decreto 1047/2013 y 1048/2013 no permite variaciones superiores en valor absoluto a 50 puntos básicos, lo cual, en un contexto de coste financieros decrecientes supone un beneficio adicional para las empresas (como se señaló en el apartado 4 de este informe, una diferencia de 50 puntos básicos representa una retribución adicional de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**)

En todo caso cabe recordar el carácter asimétrico de esta restricción (aplica en transporte y distribución, pero no en generación con renovables).