



**MEMORIA EXPLICATIVA DE LA CIRCULAR DE
LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS
Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE
ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO
DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE
LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Y
REGASIFICACIÓN, TRANSPORTE Y
DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL**

12 de noviembre de 2019

CIR/DE/011/19

ÍNDICE

1 OBJETO	4
2 ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
2.1 Antecedentes.....	4
2.2 Normativa aplicable	5
3 OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR	8
3.1 Identificación de los fines y objetivos perseguidos	8
3.2 Adecuación a los principios de buena regulación	9
3.3 Inclusión en el Plan de Actuación de la CNMC previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013	9
4 CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO	10
4.1 Estructura de la Circular	10
4.2 Principales novedades introducidas por la propuesta de norma.....	10
4.3 Vigencia de la norma	11
5 NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS	11
6 DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	11
7 VALORACIÓN DE LAS ALEGACIONES.....	15
8 CONFORMIDAD CON EL DICTAMEN DEL CONSEJO DE ESTADO.....	23
9 CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	23
9.1 Aplicación de la metodología a las actividades de transporte y regasificación de gas natural	23
9.2 Aplicación de la metodología a la actividad de distribución de gas natural.....	25
9.3 Empresas que realizan las actividades para las que se establece la tasa de retribución	26
9.3.1 Transporte y distribución de energía eléctrica	26
9.3.2 Transporte y regasificación de gas natural	27
9.3.3. Distribución de gas natural.....	28
9.4 Aplicación de la tasa de retribución a los marcos retributivos.....	29
9.5 El Coste Medio Ponderado de Capital (WACC) como método de estimación de la tasa de retribución financiera	29
9.6 Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera	31
9.6.1 Período de estudio, frecuencia de las observaciones y horizonte relevante.....	32
9.6.2 Selección del grupo de comparadores.....	35
9.6.3 Parámetros generales.....	38
9.6.3.1 Ratio de apalancamiento regulatorio	38
9.6.3.2 Tasa impositiva	42

9.6.4 Coste de los fondos propios.....	43
9.6.4.1 Tasa libre de riesgo	44
9.6.4.2 Ajuste por <i>Quantitative Easing</i>	46
9.6.4.3 Coeficiente β	48
9.6.4.4 Prima de riesgo de mercado (PRM).....	52
9.6.5 Coste de la deuda.....	58
9.7 Aplicación numérica de la 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	63
9.7.1 Selección del grupo de comparadores.....	63
9.7.2 Cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio	70
9.7.3 Tasa impositiva considerada.....	73
9.7.4 Cálculo del coste de los fondos propios.....	74
9.7.5 Cálculo del coste de la deuda	81
9.7.6 Tasa de retribución financiera resultante	87
9.8 Aplicación numérica de la metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y regasificación de gas natural, correspondiente al segundo periodo regulatorio	89
9.8.1. Selección del grupo de comparadores.....	89
9.8.2 Cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio	97
9.8.3 Tasa impositiva considerada.....	100
9.8.4 Cálculo del coste de los fondos propios.....	100
9.8.5 Cálculo del coste de la deuda	108
9.8.6 Tasa de retribución financiera resultante	113
9.9 Aplicación numérica de la metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de distribución de gas natural	114
9.9.1 Tasa de retribución financiera resultante	114
10 ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR.....	115
10.1 Impacto económico.	115
10.2 Impacto sobre la competencia.....	117
10.3 Otros impactos.	117
10.4 Análisis coste-beneficio.	117
11 CONCLUSIONES	118

MEMORIA EXPLICATIVA DE LA CIRCULAR 2/2019, DE 12 DE NOVIEMBRE, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Y REGASIFICACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

1 OBJETO

El objeto de la Circular es establecer la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, transporte y regasificación de gas natural, y distribución de gas natural, así como los valores que resultan de dicha metodología.

2 ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

2.1 Antecedentes

La presente Circular se ha elaborado a partir del *“Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”* (INF/DE/044/18), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018. Dicha propuesta fue sometida previamente a consulta pública, a través de la página web de la CNMC, informando asimismo de dicho trámite a los miembros de los Consejos Consultivos de Electricidad y de Hidrocarburos. Aunque la propuesta concreta se realizaba respecto de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio, se analizaba asimismo la aplicabilidad de la misma a la actividad de transporte de gas natural, y la consulta se hizo extensible a las empresas del sector gasista.

Con fecha 27 de julio de 2018, dicha consulta pública se publicó en la página web de la CNMC, dando la posibilidad de remitir alegaciones hasta el 15 de septiembre de 2018. Adicionalmente, en la misma fecha de 27 de julio de 2018, se puso en conocimiento de los miembros de los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos la publicación de la consulta en la página web de la CNMC.

A este respecto, se recibieron 15 documentos de alegaciones en el plazo especificado, los cuales fueron analizados y sus consideraciones tenidas en cuenta en la elaboración de la versión final de la metodología que fue aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018.

El Real Decreto-ley 1/2019 establece que la CNMC debe establecer la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio, así como la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista, para cada periodo regulatorio. En cumplimiento de dicho Real Decreto-ley, esta Circular se ha elaborado manteniendo la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018, previa consulta pública. El valor que resulta de la misma para el siguiente periodo regulatorio 2020-2025, es el 5,58%. El detalle completo de los cálculos realizados en aplicación de la metodología está comprendido en el apartado 8 del *“Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”* (INF/DE/044/18), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018. Dicho cálculo se incorpora asimismo en el apartado 9.7 de esta Memoria Explicativa.

En esta Circular, se establece la misma tasa de retribución financiera para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, cuyo marco retributivo es análogo, siendo actividades reguladas que soportan un nivel de riesgo similar. Este enfoque es continuista con el del primer periodo regulatorio, en el que ambas actividades han tenido la misma tasa de retribución financiera. En el apartado 9.1 de esta Memoria, se justifica la aplicación de la metodología a las actividades de transporte y regasificación de gas natural, teniendo en cuenta los antecedentes existentes (INF/DE/044/18).

Por último, en el apartado 9.2 de esta Memoria, se enuncia la adaptación de la metodología a la actividad de distribución de gas natural, para determinado tipo de activos, en los términos que se establezcan en la circular de retribución de dicha actividad.

2.2 Normativa aplicable

La Ley 3/2013, de 4 de junio, *de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, *de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural*, establece en su artículo 7.1 que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y de acuerdo con las orientaciones de política energética, la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada

periodo regulatorio, así como la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista, para cada periodo regulatorio.

Según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la tasa de retribución con cargo al sistema eléctrico y gasista no podrá exceder de lo que resulte de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, respectivamente, y demás normativa de aplicación.

Excepcionalmente, los referidos valores podrán superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este caso, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la retribución de las actividades se establecerá con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.

Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución y gestión técnica del sistema, se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución de las actividades de transporte y distribución 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, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

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.

Para las actividades de transporte y distribución las tasas de retribución financiera aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte y distribución. Este límite máximo estará referenciado al

rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del nuevo periodo regulatorio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación del límite máximo se entenderá prorrogado el límite máximo fijado para el periodo regulatorio anterior. Si este último no existiera, el límite máximo para el nuevo periodo tomará el valor de la tasa de retribución financiera del periodo anterior.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, en su artículo 60, establece que en la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda de gas, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia, el equilibrio económico y financiero del sistema y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europea establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

No se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, asociados al suministro de gas natural regulado.

Para las actividades de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado con derecho a retribución, las tasas de retribución financieras aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo esta determinación del diferencial, se entenderá prorrogada la tasa máxima de retribución financiera fijada para el periodo regulatorio anterior.

Excepcionalmente, el referido valor podrá superarse por la Comisión, de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos

debidamente justificados. En este supuesto, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

La disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que las metodologías, parámetros y la base de activos de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural y de las plantas de gas natural licuado aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resultarán de aplicación una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

La disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la CNMC aprobará antes del 1 de enero de 2020, previa adopción, en su caso, de las correspondientes orientaciones de política energética, las circulares normativas con las metodologías de las retribuciones afectas a las actividades reguladas de los sectores de electricidad y de gas. Asimismo, establece que las metodologías garantizarán que el impacto de su aplicación en los consumidores y demás agentes de los sistemas gasista y eléctrico sea gradual.

Con fecha 14 de febrero de 2019 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia comunicó al Ministerio para la Transición Ecológica una previsión de las circulares de carácter normativo para tramitar y aprobar en 2019, señalando dentro de dicha previsión la presente Circular. Con fecha 9 de abril de 2019 se ha publicado en el BOE la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, *por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*. En lo relativo a la presente Circular, no se han establecido orientaciones de política energética.

3 OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR

El Real Decreto ley 1/2019 establece que la CNMC debe establecer la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio, así como la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista, para cada periodo regulatorio. Resulta por lo tanto procedente dictar esta Circular para cumplir con la legislación vigente que atribuye esta competencia a la CNMC.

3.1 Identificación de los fines y objetivos perseguidos

La Circular tiene como finalidad establecer la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, transporte y regasificación de gas natural, y distribución de gas

natural, así como los valores resultantes de la aplicación de dicha metodología, para el próximo periodo regulatorio.

El periodo regulatorio para el que se determinan estos valores de la tasa de retribución financiera respecto de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica es el comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025.

Para las actividades de transporte, regasificación y distribución de gas natural, es el comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2026.

3.2 Adecuación a los principios de buena regulación

Esta propuesta de Circular se adecúa a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Estos principios son la necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia.

En particular, en cuanto a los principios de necesidad y eficiencia, esta Circular está justificada por una razón de interés general, se basa en una identificación clara de los fines perseguidos y es el instrumento más adecuado para garantizar su consecución. En concreto, a través de esta Circular se da cumplimiento a lo establecido en el artículo 3, 4 y la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

Esta Circular es acorde con el principio de proporcionalidad al contener la regulación necesaria e imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados. Asimismo, se ajusta al principio de seguridad jurídica materializando el mandato del Real Decreto-ley 1/2019.

En cuanto al principio de transparencia, la Circular se dicta de conformidad con el artículo 30 de la Ley 3/2013, previo trámite de audiencia.

Por último, con respecto al principio de eficiencia, las medidas regulatorias se dictan considerando la información disponible en la CNMC, obtenida principalmente a través del terminal Bloomberg, y no implican nuevas cargas administrativas. La tasa de retribución financiera se calcula considerando una retribución correspondiente a una actividad de bajo riesgo, realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, y con criterios de eficiencia económica.

3.3 Inclusión en el Plan de Actuación de la CNMC previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013

Con fecha 14 de febrero de 2019 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia comunicó al Ministerio para la Transición Ecológica una previsión

de las circulares de carácter normativo para tramitar y aprobar en 2019, señalando dentro de dicha previsión la presente Circular.

4 CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO

4.1 Estructura de la Circular

La Circular consta de preámbulo, 2 capítulos, 10 artículos, 3 disposiciones adicionales, una disposición transitoria única y una disposición final.

En el capítulo I *Disposiciones generales*, se detallan el objeto y el ámbito de aplicación de la Circular.

En el capítulo II *Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera*, se detalla la metodología, fórmulas y parámetros de cálculo.

En la disposición adicional primera, segunda y tercera, se detallan los valores obtenidos aplicando la metodología desarrollada en el capítulo II para las actividades de transporte y distribución de electricidad en el período 2020-2025, para las actividades de transporte y regasificación de gas natural en el periodo 2021-2026, y para la actividad de distribución de gas natural en el periodo 2021-2026, respectivamente.

En la disposición transitoria única, se establece que excepcionalmente para el año 2020, se aplicará lo establecido en el último párrafo del artículo 8.3 del Real Decreto 1047/2013, de 7 de diciembre y en el último párrafo del artículo 14.3 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

4.2 Principales novedades introducidas por la propuesta de norma

La principal novedad es establecer una metodología explícita para el cálculo de la tasa de retribución financiera, basada en el WACC (*Weighted Average Cost of Capital* o Coste Medio Ponderado de Capital), que es una metodología consistente, reproducible y ampliamente utilizada entre los reguladores europeos para el cálculo de la tasa de retribución de las actividades reguladas del sector eléctrico y del sector del gas natural.

Supone una diferencia sustancial con respecto a la tasa de retribución financiera que ha venido siendo aplicable en el primer periodo regulatorio, que estaba basada en el valor del rendimiento del bono del Estado español a 10 años más un diferencial, sin que dicho diferencial estuviese basado en una metodología de cálculo determinada.

Además, como novedad sustancial, se establece una tasa de retribución financiera para determinados activos afectos a la actividad de distribución de gas

natural, que será aplicable en los términos que se establecen en la circular normativa por la que se establece la metodología de retribución de dicha actividad.

4.3 Vigencia de la norma

Esta circular presenta vigencia indefinida, salvo las disposiciones adicionales primera, segunda y tercera, que tienen vigencia temporal, de aplicación para el próximo periodo regulatorio.

Este periodo regulatorio para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica es el comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025. Para las actividades de transporte, regasificación y distribución de gas natural, es el comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2026.

Asimismo, también presenta vigencia temporal la disposición transitoria única, que se refiere exclusivamente al año 2020.

5 NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS

Dada la competencia atribuida a la CNMC en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, en materia de la tasa de retribución financiera, se afecta a las referencias a la tasa de retribución financiera establecidas en los reales decretos de desarrollo de la Ley 24/2013, en lo relativo a la retribución del transporte y la distribución de energía eléctrica.

Así, en concreto, se afecta a la regulación contenida hasta ahora en el artículo 8 del 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 al artículo 14 del 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.

Como aspecto relevante, se señala que queda superada la previsión que existía, en ambos reales decretos, relativa a que la tasa de retribución financiera no podía variar más de 50 puntos básicos entre 2 años consecutivos, salvo excepcionalmente para el año 2020, como se establece en la disposición transitoria única.

6 DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

En fecha 14 de febrero de 2019, la CNMC envió al Ministerio para la Transición Ecológica el plan para la tramitación de las circulares a desarrollar por la CNMC, en cumplimiento del procedimiento establecido en la Disposición transitoria

primera del Real Decreto-ley 1/2019. En lo que se refiere a la propuesta de circular por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera, la CNMC indicó lo siguiente:

<i>Circular de desarrollo normativo</i>	<i>Descripción</i>	<i>Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)</i>	<i>Fecha prevista de adopción</i>
Circular por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y regasificación, transporte y distribución de gas natural.	Metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de redes (transporte y distribución de electricidad, y regasificación, transporte y distribución de gas natural), consistente con la mejor práctica regulatoria a nivel europeo para el periodo regulatorio 2020-2025 en electricidad y 2021-2016 en gas.	30/06/2019	1/10/2019

Figura 1: Extracto de la previsión de circulares de desarrollo normativo de la CNMC para 2019 en aplicación del RDL 1/2019 comunicada por la CNMC al Ministerio.

En fecha 20 de febrero de 2019, la CNMC procedió a realizar comunicación previa pública del calendario de circulares de carácter normativo, entre las que se encontraba la previsión de esta circular, con indicación de su necesidad, contenido y objetivos, incorporándose al expediente las observaciones realizadas, tras la citada comunicación.

Por otro lado, en fecha 5 de abril de 2019, el Ministerio para la Transición Ecológica aprobó las orientaciones de política energética (Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), de acuerdo con el procedimiento previamente mencionado. En lo relativo a la presente circular, no se han establecido orientaciones de política energética.

Según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la tasa de retribución con cargo al sistema eléctrico y gasista no podrá exceder de lo que resulte de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, respectivamente, y demás normativa de aplicación.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte y distribución. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del año anterior

al inicio del nuevo periodo regulatorio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación del límite máximo se entenderá prorrogado el límite máximo fijado para el periodo regulatorio anterior. Si este último no existiera, el límite máximo para el nuevo periodo tomará el valor de la tasa de retribución financiera del periodo anterior.

De conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el límite máximo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio es el valor de la tasa de retribución financiera del periodo regulatorio anterior, que asciende al 6,503%, dado que no ha sido establecido, hasta el momento, un límite máximo para el segundo periodo regulatorio.

La tasa de retribución financiera que se establece en esta Circular, del 5,58%, es inferior al 6,503%, y cumple por lo tanto con el límite establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, establece que para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo esta determinación del diferencial, se entenderá prorrogada la tasa máxima de retribución financiera fijada para el periodo regulatorio anterior.

A fecha actual, no se ha establecido un límite máximo para el segundo periodo regulatorio, por tanto, no aplicaría un límite máximo en las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte, distribución y regasificación de gas natural.

Con fecha 27 de junio de 2019, la CNMC remitió la propuesta de Circular y memoria explicativa al Ministerio para la Transición Ecológica, en cumplimiento del apartado 3 de la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. Dado que la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, no establece orientaciones de política energética respecto de esta circular, la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica no ha emitido el informe al que se refiere el artículo 1.4 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

Con fecha 5 de julio de 2019, y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la *“Propuesta de Circular por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural”* y su memoria se enviaron

al Consejo Consultivo de Electricidad y al Consejo Consultivo de Hidrocarburos, a fin de que sus miembros pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas hasta el 9 de agosto de 2019. Adicionalmente, en la misma fecha, se abrió el trámite de consulta pública mediante la publicación de la misma en la página web de la CNMC, e indicándose expresamente que todos los comentarios recibidos se considerarían públicos salvo que expresamente se indicase lo contrario.

Una vez concluido el plazo, se han recibido comentarios de los siguientes agentes:

[CONFIDENCIAL]

Es importante señalar que durante el año 2018 se ha llevado a cabo un extenso trabajo en la CNMC en materia de metodologías de cálculo de la tasa de retribución financiera para las actividades reguladas del sector energético. En particular, en respuesta a las solicitudes de informe 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 energía eléctrica, se elaboró una propuesta de metodología¹. Atendiendo a la relevancia del informe y a su impacto sectorial, y teniendo en cuenta las buenas prácticas regulatorias de someter a consultas públicas las iniciativas relacionadas con el ejercicio tarifario, en fecha 26 de julio de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria acordó autorizar la consulta pública de dicha propuesta de metodología, con carácter previo a su aprobación. Con fecha 27 de julio de 2018 dicha consulta pública se publicó en la página web de la CNMC dando la posibilidad de remitir alegaciones hasta el 15 de septiembre de 2018. Adicionalmente, en la misma fecha de 27 de julio de 2018, se puso en conocimiento de los miembros de los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos la publicación de la consulta en la página web de la CNMC. Durante el trámite de audiencia se recibieron 15 documentos de alegaciones en el plazo especificado, los cuales fueron analizados y sus consideraciones tenidas en cuenta en la elaboración de la versión final de dicha metodología que fue aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018².

¹ Adicionalmente, e igualmente a petición del Secretario de Estado de Energía, se elaboró una propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el siguiente periodo regulatorio 2020-2025 (INF/DE/113/18); y una propuesta de tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares para el segundo periodo regulatorio 2020-2025 (INF/DE/119/18).

² Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025 (INF/DE/044/18). CNMC, 30 de octubre de 2018.

En relación al trámite de audiencia de esta propuesta de circular, cabe señalar que muchas de las alegaciones presentadas por las empresas son coincidentes con las de la consulta pública previa que se realizó en 2018 y, por lo tanto, ya habían sido valoradas. Es importante señalar que no se han recibido alegaciones en contra de las que fueron aceptadas en la consulta pública previa de 2018.

En el apartado siguiente, se resumen las alegaciones más destacadas, y se hace valoración de las mismas.

7 VALORACIÓN DE LAS ALEGACIONES

Alegaciones de carácter general sobre la metodología:

- En general, se alega por las empresas del sector energético que la metodología propuesta elige para sus parámetros los valores más bajos de las alternativas disponibles, no es coherente en el cálculo de ciertos parámetros con decisiones sobre otros sectores de la Sala de Supervisión Regulatoria, y considera el valor propuesto para la tasa insuficiente para incentivar el volumen de inversiones necesario en el próximo periodo regulatorio. Sin embargo, las asociaciones representativas de las empresas industriales han señalado lo contrario, indicando que la elección de determinados parámetros que ha realizado la CNMC, entre las alternativas disponibles, beneficia a las empresas energéticas. A este respecto, cabe destacar que la consideración de un periodo de cálculo más corto que refleje mejor la coyuntura actual de los mercados financieros, la consideración únicamente de datos de España del estudio DMS o la utilización de comparadores puros hubieran resultado en valores inferiores al obtenido para la tasa, punto de vista que queda corroborado por las alegaciones presentadas por las asociaciones de empresas industriales. Sobre la falta de coherencia con otros sectores, cabe indicar que la CNMC aplica metodologías para la estimación del WACC en Telecomunicaciones, en Transporte y Sector Postal, y en Energía. Dichas metodologías presentan ciertas especificidades respecto a la estimación de la tasa libre de riesgo, la beta y la prima de riesgo de mercado, que vienen marcadas por la duración del periodo regulatorio, la posibilidad de revisiones dentro del mismo, la disponibilidad de datos para otras variables, la legislación sectorial, y las directrices y mejores prácticas europeas de cada sector. No obstante lo anterior, si se adoptaran de forma simultánea los cinco aspectos en los que se ha adoptado una propuesta metodológica no idéntica (y no sólo los tres a los que aluden las empresas energéticas en sus alegaciones), la tasa de retribución financiera resultante sería similar a la contenida en la propuesta de Circular. La CNMC considera que la tasa de retribución financiera propuesta permite recuperar los costes financieros de una empresa eficiente y bien gestionada, proporciona una rentabilidad razonable para unas actividades reguladas consideradas de bajo riesgo y es consistente con los

valores observados en decisiones regulatorias recientes tomadas en países de nuestro entorno.

- En lo que se refiere al cálculo de la tasa libre de riesgo, algunas alegaciones consideran que debería emplearse un periodo de cálculo de 10 años o superior para que se dote de mayor estabilidad a la tasa a lo largo del tiempo. Por su parte, las empresas industriales solicitan que se utilice por el contrario un periodo de entre 3 meses a 1 año, dado que periodos mayores incluyen años con cotizaciones muy elevadas que difieren de la coyuntura actual. En este sentido, la CNMC considera que la selección de un periodo demasiado corto implicaría prever que las condiciones de mercado actuales se mantendrán durante los próximos años, mientras que tomar periodos más amplios daría lugar a errores de estimación por falta de datos para otros parámetros del WACC, por lo que se considera adecuado mantener el periodo de cálculo de 6 años propuesto.
- Se alega que el cálculo de la tasa libre de riesgo para el sector eléctrico también debería corregir el sesgo *Quantitative Easing*. No obstante, no se considera apropiado aplicar dicho ajuste puesto que, en el caso de las actividades del sector eléctrico cuyo periodo de cálculo abarca los años 2012-2017, si bien los ejercicios 2015-2017 están afectados por la política QE del BCE, los ejercicios 2012 y 2013 están afectados por la crisis de la deuda soberana en la eurozona, llevando las rentabilidades observadas de los bonos del Estado a 10 años a valores muy elevados y, posiblemente, no susceptibles de repetición en el siguiente periodo regulatorio. Así, se considera que el efecto quedaría compensado. En el caso de las actividades del sector gasista, sí se considera necesario aplicar el ajuste por QE por su representatividad durante el periodo de cálculo (2013-2018), y la ausencia del efecto contrario de la crisis de la deuda soberana, al salir el año 2012 del periodo de cálculo.
- En cuanto a la prima de riesgo de mercado, se alega que deberían utilizarse para su cálculo otras fuentes, como encuestas o informes de consultoría que se han aportado, además de los datos del estudio DMS. Asimismo, ciertas alegaciones critican la ponderación por capitalización bursátil de los distintos países realizada, otras la utilización del promedio de la media aritmética y geométrica (algunas empresas del sector energético solicitan que sólo se considere la aritmética, mientras que las empresas industriales creen que debería usarse únicamente la geométrica), y algunas alegaciones solicitan que la prima de riesgo de mercado se calcule utilizando únicamente datos de España. Sobre este tema, cabe destacar que la mayoría de los reguladores energéticos europeos emplean series históricas para el cálculo de la prima de riesgo de mercado (principalmente el informe DMS) y, además, diversas publicaciones consideran que la información procedente de encuestas no es fiable por presentar sesgo al alza. En cuanto al enfoque europeo y la ponderación, es más probable que los inversores en las empresas que realizan actividades reguladas del sector energético basen sus decisiones a nivel europeo, viéndose estas afectadas por la capitalización bursátil de cada país al tener más posibilidades de inversión en bolsas grandes.

Adicionalmente, la CNMC sigue considerando que no existe consenso a nivel académico y regulatorio sobre la utilización de la media geométrica o aritmética, y mantiene el promedio de ambos. Por los motivos expuestos, se ha decidido no aceptar las alegaciones efectuadas sobre este parámetro.

- Con respecto a la selección de comparadores, algunas alegaciones critican que no se consideren empresas en países con calificación crediticia inferior a BB-/Ba3 y no se excluya de forma simétrica a aquellas con calificación AA o superior, y otras piden que se incluyan empresas más pequeñas. No se han incorporado estas alegaciones puesto que, en la práctica, el requisito de calificación crediticia propuesto para la selección de comparadores únicamente implica que no se consideren empresas de Grecia, país cuya situación económica difiere considerablemente de la de España. Se consideran empresas tanto de países con situación económica más favorable como menos favorable, siendo necesario que haya una representatividad suficientemente amplia de comparadores, incluyendo a los de nuestro país. Por otro lado, a pesar de que la metodología contempla la inclusión de empresas pequeñas, no existen datos de mercado sobre éstas. Adicionalmente, las empresas industriales han solicitado que únicamente se consideren comparadores puros algo que, si bien sería lo más adecuado desde un punto de vista teórico, no es posible en la práctica, ya que conllevaría la utilización de muy pocos comparadores y eliminaría la representatividad de las empresas que realizan la actividad de distribución eléctrica en España.
- Se alega que debería emplearse el ajuste bayesiano en el cálculo del parámetro beta, si bien no procede su aceptación, puesto que esto implicaría considerar que los comparadores pueden o van a diversificarse, convergiendo sus betas a la del mercado, hipótesis que no resulta aplicable a un sector concreto como el transporte o la distribución. Además, se trata de actividades calificadas expresamente en la legislación sectorial como de bajo riesgo, y cuyas betas se han mantenido históricamente significativamente por debajo de 1. Por otro lado, se han recibido alegaciones que proponen modificar su periodo de cálculo, haciéndolo más corto y más próximo al inicio del periodo regulatorio, y considerándose observaciones mensuales en lugar de semanales en la regresión o, alternativamente, utilizar betas prospectivas. No obstante, la CNMC considera necesario ser consistente con el periodo de cálculo y el enfoque histórico utilizado para los demás parámetros, siendo preferible además que la regresión se calcule con datos semanales para mejorar la calidad de la estimación.
- En lo que se refiere al ratio de apalancamiento regulatorio, se alega que, tras calcularlo a través de los comparadores mediante dos metodologías diferentes, se realice después una comparativa con el utilizado por otros reguladores energéticos europeos para decidir su magnitud. Por su parte, las asociaciones de empresas industriales solicitan que, de entre los ratios de apalancamiento obtenidos, se tome aquel que resulte en un menor WACC debido a la baja necesidad de inversiones en el sistema gasista. Por otro lado, algunas alegaciones solicitan que se tengan en cuenta las particularidades

de otras estructuras de financiación, como el *project finance*. Sobre las alegaciones acerca de este parámetro, cabe señalar que la metodología propuesta 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 soporten costes derivados de una estructura financiera ineficiente. Así, el valor del 50% se considera una aproximación razonable y coherente y, en línea con los valores tomados por reguladores de nuestro entorno. El WACC y sus componentes se calculan para la actividad en su conjunto y no por empresa, y el objetivo de la metodología es estimar el coste medio ponderado del capital para que las empresas puedan financiarse, con independencia de la necesidad de inversión que exista.

- En cuanto al coste de la deuda, algunos agentes solicitan que no se excluyan en su cálculo los comparadores con una calificación crediticia que no sea de grado de inversión. A este respecto, se recuerda que, en la consulta pública previa, la CNMC aceptó la alegación relativa a eliminar el requisito de que los comparadores tuvieran una calificación crediticia igual o mejor que la del Estado español, aplicando de esta forma la simetría que solicitaron las empresas. No obstante, no se considera adecuado aceptar esta nueva alegación, que da un paso más en este sentido, dado que no es aceptable que las empresas que realizan actividades reguladas tengan una calificación crediticia que no sea de grado de inversión, si éstas realizan una gestión adecuada del negocio.

Por otra parte, se critica la consideración de CDS y TIR de emisiones en el cálculo del coste de la deuda, indicándose además que existe una inconsistencia entre los criterios utilizados en el cálculo del coste de los fondos propios y del coste de la deuda. En este sentido, cabe señalar que en el cálculo se ha seguido un criterio consistente con la metodología que utiliza esta Comisión para el cálculo de los tipos de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, empleada para calcular los tipos de interés que devengan los derechos de cobro del sistema gasista, así como teniendo en cuenta otros precedentes existentes en el sector eléctrico. En el cálculo propuesto, se han tomado los CDS como una referencia continua que refleja totalmente la volatilidad de los mercados durante el periodo de cálculo y, únicamente para aquellas empresas que no disponen de CDS, se ha utilizado la TIR de sus emisiones de deuda en el momento de la emisión.

Algunos agentes también alegan que el cálculo del coste de la deuda debería estar ponderado según la capitalización bursátil de cada empresa, lo que no se considera apropiado pues dicho método otorgaría un mayor peso a las empresas grandes que a las pequeñas, y la regulación en vigor establece que la tasa de retribución financiera sea única, independientemente del tamaño de la empresa que realiza la actividad.

En lo que se refiere al valor propuesto para el coste de la deuda, en algunas alegaciones se señala que éste es inferior a los valores utilizados por otros

reguladores europeos y al promedio del coste de la deuda de las empresas españolas. Otro agente, por su parte, considera que se debería limitar el valor de la rentabilidad libre de riesgo de forma que no sea superior al valor del coste de la deuda. Esta Comisión considera, en primer lugar, que se debe establecer una metodología ortodoxa para el cálculo del coste de la deuda, sin que se establezcan restricciones por adelantado. Asimismo, es necesario tener en consideración que los valores de coste de la deuda incluidos en el informe “*Report on Investment Conditions in European Countries*” están calculados en momentos temporales diferentes, aplicando a periodos regulatorios con distinta duración, con lo que no son directamente comparables. En la actualidad, el coste de la deuda propuesto conlleva un diferencial positivo con respecto a la tasa libre de riesgo porque los bonos del Estado a 10 años cotizan en valores inferiores al 0,5%. En cualquier caso, se ha comprobado que las empresas españolas no se financian de forma significativamente distinta de las europeas y que se habría obtenido un valor muy similar para el coste de la deuda si se hubieran utilizado únicamente empresas españolas en el cálculo.

- Sobre la tasa impositiva a considerar en el cálculo del WACC, las asociaciones de empresas industriales alegan que se debería considerar la tasa impositiva promedio de las empresas que realizan la actividad, en lugar de la tasa estatutaria de España. No obstante, se ha decidido no incorporar esta alegación ya que la tasa efectiva no es directamente observable a partir de datos disponibles y es variable cada año para cada empresa, lo que introduciría gran variabilidad en el cálculo de la retribución. Por otra parte, a nivel regulatorio europeo, generalmente se utiliza la tasa estatutaria en el cálculo del WACC por simplicidad y, además, a través de la consideración de ésta, se permite a las compañías retener los beneficios fiscales que les sean de aplicación.
- Finalmente, se han realizado una serie de alegaciones de carácter más genérico que indican que la metodología debería de tener estabilidad en el tiempo, que debería incorporar un incentivo a la prudencia financiera para aquellas empresas que tengan ratios de apalancamiento reducidos, y que la tasa de retribución debería quedar fijada en base a referencias de costes financieros a lo largo del periodo de inversión. Respecto a estos puntos, cabe señalar que la metodología propuesta tiene vigencia indefinida y que lo habitual en los países de nuestro entorno es que la tasa de retribución financiera se calcule para cada periodo regulatorio (con duraciones entre 4 y 6 años) precisamente con el objetivo de que se adapte a los mercados financieros. En cuanto a la prudencia financiera, dado que dicho principio ha sido incluido en las orientaciones de política energética establecidas en los artículos sexto, séptimo, octavo y noveno de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, se valorará dentro de las circulares a las que se refieren dichos artículos.

Alegaciones relativas a la aplicación de la metodología a las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica:

- Bastantes agentes solicitan que se añada un diferencial a la tasa correspondiente a la actividad de distribución eléctrica para incentivar las nuevas inversiones en el contexto de la transición energética. No se ha considerado necesario establecer un diferencial de este tipo, ya que las actividades de transporte y distribución eléctrica no están sometidas a ningún riesgo adicional que no esté ya recogido en el WACC. Por otra parte, algunos agentes indican que la propuesta de circular de la CNMC introduce en el término COMGES un riesgo de no recuperación de las inversiones en digitalización, que indican debería compensarse con un diferencial sobre la tasa de retribución financiera. A este respecto, solicitan que se considere la beta promedio entre la que resulta de los comparadores y 1, como se ha hecho en la distribución de gas. Con respecto al término COMGES, las alegaciones se han analizado dentro de la propuesta de circular relativa a la distribución eléctrica, no siendo objeto de análisis en esta memoria. La diferente beta que se ha aplicado en distribución de gas respecto al transporte de gas tiene su justificación en el riesgo de recuperación de las inversiones, que depende de la demanda, lo que no ocurre en distribución eléctrica, por lo que no procede la aplicación de un ajuste de este tipo en la beta. Por último, algunos agentes indican que debería incluirse un diferencial en la tasa (en forma de un menor valor del ratio de apalancamiento y un mayor valor del coste de la deuda), específicamente para las empresas distribuidoras eléctricas de menos de 100.000 clientes, lo que no es posible dado que la tasa de retribución financiera se calcula para el conjunto de la actividad y no para grupos de empresas o por empresa en función de sus características específicas.
- Por otra parte, se alega que debería realizarse un ajuste por QE en el sector eléctrico, tal y como se ha hecho para el sector gasista. Sin embargo, debido al periodo de análisis empleado en el cálculo de la tasa del sector eléctrico (2012-2017), se considera que el efecto por la política QE del BCE queda compensado con la crisis de la deuda soberana en la eurozona, cosa que no ocurre en el periodo de análisis utilizado para el cálculo de la tasa del sector gasista (2013-2018).
- Asimismo, se solicita que no se elimine a partir de 2020 la limitación de 50 p.b. a la variación del valor de la tasa de retribución entre dos años consecutivos. A este respecto, se ha decidido no aceptar la alegación, dado que establecer límites al alza llevaría a establecer una tasa de retribución financiera inferior al WACC cuando corresponda una subida superior a 50 p.b.

Alegaciones relativas a la aplicación de la metodología a las actividades de transporte, regasificación y distribución de gas natural:

- En general, se alega que la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera del transporte y distribución de energía eléctrica no es directamente extrapolable a las actividades de transporte, regasificación o distribución de gas natural, debido a que este sector tiene más riesgo, tanto por su operativa, como por el escenario de transición energética y el hecho

de que parte de su retribución está ligada a la demanda, por lo que se solicita que se añada una prima sobre el WACC para el sector gasista por riesgos adicionales, similar al que la CNMC ha propuesto para la actividad de generación renovable. Sobre este punto, esta Comisión considera que la propuesta realizada se basa en el marco retributivo actual del sector gasista, el cual no incluye diferencias significativas, respecto a la recuperación de inversiones, en el transporte eléctrico con respecto al transporte de gas natural. Aun así, se ha realizado un análisis de sensibilidad de cálculo del WACC eliminando las empresas puramente eléctricas, y no se han obtenido resultados que permitieran concluir que las betas y el coste de la deuda de las empresas gasistas son superiores. Adicionalmente, cabe recordar que, tal y como se establece en la Ley 18/2014, la regasificación también está clasificada como una actividad de bajo riesgo. Así, la metodología propuesta no realiza una diferenciación entre el transporte y la regasificación de gas, dadas las similitudes de sus marcos retributivos en lo relativo a la recuperación de la inversión.

- En cuanto al ajuste por QE realizado sobre el valor calculado para la tasa libre de riesgo, algunos agentes consideran que éste resulta insuficiente, que no compensa suficientemente el periodo de cálculo 2013-2018 que se aplica en el sector gasista frente al periodo 2012-2017 en el sector eléctrico, y que debería incrementarse al menos a 100 p.b., y ciertas empresas van más allá indicando que debería extenderse dicho ajuste también al cálculo del coste de la deuda. Las empresas industriales, por el contrario, solicitan su eliminación. Dado que existen diversos estudios que analizan el impacto del QE en la evolución de la cotización de bonos del Estado, se ha decidido mantener el valor propuesto para el ajuste por ser el más citado en los mismos y sobre el que se puede considerar que hay cierto consenso, observándose que algunos cuantifican el impacto por debajo del valor considerado en la Circular, y otros por encima. Este ajuste por QE se ha aplicado al cálculo del coste del *equity*, ya que el hecho de que la prima de riesgo de España se haya visto reducida debido a la intervención del BCE, no implica que los inversores en empresas en España no sigan percibiendo dicha prima de riesgo y la exijan a la hora de determinar la rentabilidad que exigen al *equity*. Sin embargo, en el coste de la deuda, las empresas se han beneficiado directamente de la política del BCE, ya que se ha reducido de forma efectiva y real su coste de financiación, con lo que no procede aceptar esta alegación.
- Sobre el cálculo de la beta, se alega que el ajuste realizado para la distribución de gas es insuficiente y que es necesario que se reconozca el riesgo de la actividad mediante un diferencial específico sobre el WACC, como la CNMC propuso para la actividad de generación renovable. A este respecto, se considera que, según la propuesta de marco retributivo de la distribución de gas de la propuesta de circular de la CNMC, el riesgo de las inversiones a partir de 2021 es claramente superior al riesgo en la retribución de los activos con puesta en servicio anterior al 31/12/2020. La tasa de retribución financiera solamente se refiere a los activos anteriores al

31/12/2020, considerándose moderado el riesgo de pérdida de consumidores y mercado para el periodo regulatorio 2021-2026 de acuerdo con el propio PNIEC. En cualquier caso, se ha procedido a justificar con más detalle en la memoria de la circular la beta a aplicar a los activos puestos en servicio a 31/12/2020, de acuerdo con lo señalado por el MITECO en su informe a la propuesta de circular.

Sobre este mismo parámetro, otros agentes solicitan que también se modifique la beta para las actividades de transporte y regasificación de gas natural, alegando que, a nivel europeo, los informes de CEER señalan que la beta de las actividades del sector gasista es generalmente superior a la de las actividades del sector eléctrico, y que no se observa diferencia entre la beta del transporte y de la distribución de gas natural. Asimismo, se señala que el transporte y la regasificación de gas natural son actividades que también están sujetas a riesgo de demanda de gas. No obstante, no se considera adecuado aceptar esta alegación ya que, en el marco retributivo propuesto para la distribución de gas, en los que se refiere a los activos puestos en servicio hasta el 31/12/2020, la retribución establecida se puede ver afectada por variaciones de demanda y puntos de suministro, a diferencia de lo que ocurre con la regasificación y el transporte de gas, lo que justifica que la beta deba ser superior para la actividad de distribución.

- Con respecto al cálculo del coste de la deuda, algunas empresas consideran que el valor obtenido a partir de los comparadores seleccionados no es adecuado para la actividad de distribución de gas natural, y otras alegan que éste debería tener en cuenta el incremento en el coste de financiación que se producirá por la bajada de *rating* derivada del nuevo modelo retributivo propuesto. Esta propuesta no se ha aceptado ya que la metodología se basa en datos históricos, tomándose los costes de financiación durante el periodo 2013-2018. En cualquier caso, cabe señalar que la evolución del *rating* de una empresa regulada depende en un porcentaje significativo de sus propias decisiones de estructura financiera, lo que explica que el modelo retributivo propuesto pueda afectar al *rating* de algunas empresas y no de otras. Además, se han incorporado comparables de países con *rating* por debajo de España.
- Finalmente, se han realizado un par de alegaciones que solicitan que se realice un ajuste en el RAB de la actividad de regasificación, lo que no es objeto de esta Circular, y que se aplique una prima sobre el WACC que corrija el uso de datos históricos en el contexto actual para que se reflejen los riesgos que plantea la transición energética. Respecto a este punto, se señala que la transición energética puede llegar a implicar una menor perspectiva de crecimiento de la actividad, pero no conlleva que se dejen de pagar las redes de gas existentes, por lo que no se considera que afecte al valor de recuperación de estas inversiones.
- Por último, se han recibido alegaciones de las distribuidoras de gas natural, que señalan que el modelo de retribución de la actividad no ha estado basado nunca en activos, y que no resulta procedente establecer ninguna tasa de

retribución para los mismos, así como diversas consideraciones relativas a la metodología de retribución propuesta para dicha actividad. Estas alegaciones no se valoran por estar afectas a la circular de metodología de retribución de la distribución de gas natural.

8 CONFORMIDAD CON EL DICTAMEN DEL CONSEJO DE ESTADO

El 7 de noviembre del 2019 el Consejo de Estado ha emitido dictamen sobre la presente circular. En su dictamen el Consejo de Estado estima que las decisiones adoptadas por la CNMC a la hora de formular la circular están bajo la garantía técnica de la CNMC, sin que se aprecie falta de habilitación o de justificación, y sin que se aprecie vulneración de los límites legales aplicables.

Sin perjuicio de lo anterior, el Consejo de Estado realiza unas observaciones particulares. Varias de estas observaciones tienen que ver con aspectos de tipo formal (la corrección de erratas y el cumplimiento de las directrices de técnica normativa). Adicionalmente, el Consejo de Estado plantea la necesidad de corregir la disposición derogatoria única a fin de dejar claro que la circular de la CNMC no tiene fuerza para derogar disposiciones administrativas de otros órganos diferentes; en su dictamen, el Consejo de Estado aclara, a este respecto, que, *“cuando la Ley 3/2013 atribuye a la CNMC la aprobación de las normas que regulen determinados aspectos (fundamentalmente, metodologías), que hasta entonces estaban recogidas en normas reglamentarias, la aprobación de aquellas circulares ha de tener como consecuencia que sean ellas las que, a partir de dicho momento, pasan a ser de aplicación, deviniendo inaplicables las normas que, hasta entonces, regulaban la materia (por más que se trate de normas reglamentarias)”*, precisando, en este sentido, que *“Dicho efecto -su inaplicación, pues no la derogación- deriva directamente de la Ley 3/2013, siendo el efectivo ejercicio de dicha potestad reglamentaria por parte de la CNMC la condición para que se produzca tal inaplicación”*.

De acuerdo con ello, se ha procedido a revisar el texto de la circular, corrigiendo los aspectos formales en línea con lo señalado por el Consejo de Estado y se ha suprimido la disposición derogatoria (dado que no hay circulares previas de la CNMC sobre la materia de la tasa de retribución financiera), a fin de adaptar el texto de la circular a lo indicado en el dictamen.

9 CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

9.1 Aplicación de la metodología a las actividades de transporte y regasificación de gas natural

En el apartado 7 *“Aplicabilidad de la presente metodología al cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de transporte de gas natural” del “Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”*

(INF/DE/044/18), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018, se señalaba que la metodología de cálculo de WACC propuesta en dicho informe sería directamente extrapolable a la actividad de transporte de gas natural, 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. Durante el trámite de consulta pública, no se recibieron alegaciones en contra de utilizar comparadores eléctricos y gasistas, ni por parte de las empresas del sector del gas natural, ni por parte de las empresas eléctricas. De hecho, este criterio coincide de forma generalizada con el seguido en las propuestas metodológicas aportadas por las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica a la CNMC antes del 1 de marzo de 2018, en el ámbito del artículo 8 del Real Decreto 1047/2013 y artículo 14 del Real Decreto 1048/2013. Adicionalmente este enfoque coincide 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, se señalaba 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 gas natural.

Con respecto a la actividad de regasificación, ésta ha mantenido y mantiene un esquema de retribución similar al transporte de gas natural, por lo que se considera adecuado que la tasa de retribución financiera de ambas actividades sea la misma, como también se señalaba en el informe INF/DE/044/18.

No obstante, en el Acuerdo de la Sala de Supervisión Regulatoria de 30 de octubre de 2018, se señalaba que en lo que se refiere a la determinación de la tasa de retribución financiera, es necesario tener en cuenta que el segundo periodo regulatorio correspondiente a la actividad de transporte de gas natural (2021-2026) comienza un año más tarde que el de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica (2020-2025), 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.

Para el periodo regulatorio 2020-2025 del sector eléctrico, se ha considerado como fecha de cierre de los cálculos el 31 de diciembre de 2017, y un periodo de cálculo de los 6 años anteriores (2012-2017).

De forma consistente con lo anterior, para el periodo regulatorio 2021-2026 del sector gasista, se ha considerado como fecha de cierre de los cálculos el 31 de diciembre de 2018, y un periodo de cálculo de los 6 años anteriores (2013-2018). Cabe indicar que la CNMC debe aprobar la circular de metodología de tasa de retribución para el segundo periodo regulatorio, tanto del sector eléctrico como del sector gasista, antes del 1 de enero de 2020, de conformidad con la Disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

9.2 Aplicación de la metodología a la actividad de distribución de gas natural

El marco retributivo de la distribución de gas planteado por la CNMC diferencia entre activos anteriores y posteriores al 31 de diciembre de 2020 (anteriores a 2020 con retribución sobre el valor neto contable y posteriores con retribución basada en una fórmula paramétrica).

En particular, la retribución de los activos anteriores a 31 de diciembre de 2020 se denomina ROD_{2020}^e y es una cantidad constante para cada distribuidora en el periodo 2021-2026 determinada con los datos de los estados financieros de 2020 de cada distribuidora retribuyendo los costes de operación y mantenimiento admisibles y los costes de inversión (amortización y retribución financiera). La retribución financiera se obtiene aplicando la tasa de retribución financiera objeto de esta metodología sobre los valores netos de inversión material a valor histórico a 31 de diciembre de 2020.

Por su parte, los activos posteriores a 31 de diciembre de 2020 se retribuyen de acuerdo con la fórmula paramétrica y los valores unitarios establecidos en el Anexo X de la Ley 18/2014. Dado que la fórmula paramétrica cuantifica la variación del volumen total suministrado (a distintos niveles de presión y tamaño de consumidores) y la variación del número de clientes, dichas variables de demanda podrían terminar afectando a la retribución de los activos con puesta en servicio anterior a 31 de diciembre de 2020. Esta situación difiere de la del resto de las actividades reguladas de redes.

Por todo lo expuesto, cabe concluir que la retribución de los activos con fecha de puesta en servicio anterior al 31 de diciembre de 2020 está sujeta a un factor de riesgo que no aplica en otras actividades reguladas y, por consiguiente, la tasa de retribución financiera de esta actividad debe considerar un diferencial o *spread* que tenga en consideración este mayor riesgo, respecto a la actividad de transporte y regasificación de gas natural.

Para tener en cuenta esta consideración, se ha aplicado la misma metodología de cálculo para la actividad de distribución de gas natural que para el resto de actividades de redes, pero considerando un coeficiente beta promedio entre el obtenido para transporte y regasificación y 1 que es el promedio del mercado bursátil. Cabe señalar que el incremento en la retribución de estos activos derivado del aumento de la beta considerada en la tasa de retribución financiera

sería suficiente para cubrir la caída del 0,6% en el número de puntos y en la demanda suministrada cada año a lo largo del segundo periodo regulatorio. La caída de la demanda para el conjunto del periodo se situaría en el entorno de los 7 TWh siendo por tanto superior a la caída prevista en la demanda de gas para el periodo 2020-2030, de acuerdo con el escenario objetivo del PNIEC. Por consiguiente, se considera suficiente y proporcional al riesgo asumido a la beta considerada dado que, además, no se han tenido en consideración posibles *upsides* derivados de la retribución por valores unitarios correspondiente a la captación de demanda y puntos de suministro a partir de 2021 en aquellos municipios gasificados en los años más recientes, cuyas inversiones entrarían en el inmovilizado neto de los activos con puesta en servicio a 31 de diciembre de 2020.

9.3 Empresas que realizan las actividades para las que se establece la tasa de retribución

Las empresas concernidas por las tasas de retribución financiera calculadas en este documento son las compañías que realizan actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y transporte, regasificación y distribución de gas natural.

9.3.1 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 98,3% 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. De acuerdo con la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, estas 5 empresas recibieron una retribución de 4.734 millones de euros, el 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 NATURGY ENERGY GROUP, 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., su 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.

9.3.2 Transporte y regasificación de gas natural

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, establece que el transporte y la distribución de gas natural tienen carácter de actividades reguladas.

La actividad de transporte de gas natural en España está realizada por 6 grupos empresariales, el mayor de los cuales es el grupo ENAGÁS, S.A., que comprende ENAGÁS TRANSPORTE, S.A., principal transportista del país, así como ENAGÁS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U., participado en un 90% por ENAGÁS TRANSPORTE. La sociedad matriz ENAGÁS, S.A. cotiza en bolsa y ha realizado emisiones de deuda, directamente o a través de sociedades de su grupo, en los mercados de capitales. El grupo NATURGY ENERGY GROUP,

S.A. también cotiza en bolsa y tiene tanto CDS como emisiones de deuda. El resto de sociedades transportistas de gas no cotiza en bolsa, si bien REDEXIS ha realizado emisiones de deuda (indirectamente a través de sociedades de su grupo) en los mercados de capitales.

En la Orden TEC/1367/2018, de 20 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 2019*, de acuerdo con la metodología de cálculo de la retribución de la actividad del transporte y regasificación de gas natural que establece la Ley 18/2014, la retribución total del transporte para el año 2019 ascendió a 799.325.782,27 €³, correspondiendo el 86,01% al grupo Enagás, S.A. (ENAGÁS TRANSPORTE, S.A., ENAGÁS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.), el 7,44% al grupo REDEXIS GAS, S.A. (REDEXIS GAS MURCIA, S.A., REDEXIS GAS, S.A., REDEXIS INFRAESTRUCTURAS, S.L.U.), el 4,67% a NATURGY ENERGY GROUP, S.A. (GAS NATURAL CEGAS, S.A., GAS NATURAL ANDALUCÍA, S.A., GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA, S.A., GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L., GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A., GAS NAVARRA, S.A.), el 0,97% a REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A., el 0,85% a GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA, S.L. y el 0,06% a PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO, S.A.

En lo que se refiere a la actividad de regasificación, la llevan a cabo en España 4 empresas. De ellas únicamente el grupo ENAGÁS, S.A. cotiza en bolsa. La retribución total para 2019 se ha fijado en 360.749.169,40 €⁴, correspondiendo el 58,04% a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., el 18,19% a PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO, S.A., el 13,35% a BAHÍA DE BIZKAIA GAS, S.L. y el 10,42% a REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A.

9.3.3. Distribución de gas natural

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, establece que la distribución de gas natural tiene carácter de actividad regulada.

La actividad de distribución de gas natural en España se lleva a cabo por 7 grupos empresariales. De ellos, únicamente el grupo NATURGY ENERGY GROUP, S.A., al que pertenece NEDGIA, S.A. y todas las distribuidoras regionales del grupo participadas por ella, cotiza en bolsa, y presenta tanto CDS como emisiones de deuda. Algunos del resto de grupos distribuidores de gas también presentan alguna emisión de deuda, directamente o a través de empresas de sus grupos, como NORTEGAS, REDEXIS y MADRILEÑA RED DE GAS.

³ No incluye ajustes de 2018.

⁴ No incluye ajustes de 2018.

En la Orden TEC/1367/2018, de 20 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 2019*, la retribución total de la actividad de distribución ascendió a 1.419.535.966 €⁵, correspondiendo el 69,43% al grupo NEDGIA (participada al 80% por NATURGY ENERGY GROUP), el 12,44% al grupo NORTEGAS, el 10,02% a MADRILEÑA RED DE GAS, S.A., el 7,13% al grupo REDEXIS GAS, S.A., el 0,89% a DC GAS EXTREMADURA, S.A., el 0,08% a GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A. (pertenece a DISA) y el 0,01% a DOMUS MIL NATURAL, S.A.

9.4 Aplicación de la tasa de retribución a los marcos retributivos

La tasa de retribución financiera se aplicará en el cálculo de la retribución de las actividades reguladas en los términos que se establezcan en las circulares por las que se establecen las metodologías para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, de retribución de las actividades reguladas de transporte y de regasificación de gas natural, y de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural.

Por lo tanto, la aplicación de la tasa de retribución financiera en los marcos retributivos de las distintas actividades se desarrolla en las circulares normativas de la CNMC y en su correspondiente memoria explicativa, no siendo objeto de la presente circular ni de su memoria.

9.5 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 entre los reguladores europeos para el cálculo de la tasa de retribución de las actividades reguladas del sector eléctrico y gasista, y su utilización ha sido valorada de forma positiva por todos los agentes en la consulta pública realizada por la CNMC entre el 27 de julio y el 15 de septiembre de 2018.

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.

⁵ No incluye revisión 2018-2017.

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.

Las empresas de transporte y distribución eléctrica, así como las empresas de transporte, regasificación y distribución de gas natural, deben financiar elevados volúmenes de inversiones en inmovilizado, que tienen periodos largos de recuperación. 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:

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

Donde,

D: Deuda

FP: Fondos propios

R_D: Coste de la deuda, nominal antes de impuestos, en porcentaje (%).

T: Tasa impositiva, en tanto por uno.

R_{FP}: Coste de los fondos propios, en porcentaje (%).

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.

9.6 Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera

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 detalla a continuación la metodología a seguir para calcularlo.

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 obtener la tasa de retribución financiera.

$$\text{Tasa Retribución Financiera (TRF)} = \frac{\text{WACC}}{1 - T}$$

Donde:

T: Tasa impositiva aplicable en España, en tanto por uno.

WACC: Coste Medio Ponderado del Capital en términos nominales y después de impuestos, en porcentaje (%).

9.6.1 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.

Las actividades para las que se establece esta metodología tienen periodos regulatorios con una duración de 6 años. 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 1.

Cuadro 1. 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. En el trámite de la consulta pública realizado entre el 27 de julio y el 15 de septiembre de 2018, algunas alegaciones recibidas han propuesto la

consideración de un período de 10 años, que se ha descartado por el mismo motivo de incompletitud de datos.

Por su parte, un período de 1 año resulta poco representativo, teniendo en cuenta que la tasa de retribución financiera se calcula para un periodo regulatorio de 6 años.

Por estas razones, se consideran más apropiados los períodos 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 2018



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 en la determinación de los parámetros de retribución, 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 2.

Cuadro 2. 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 el apartado 9.6.3 Parámetros generales.

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 3). 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, y transporte, regasificación y distribución de gas natural.
- 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 3. 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 el apartado 9.6.3 Parámetros generales.

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.

9.6.2 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 cuya tasa de retribución se establece, 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 realizan las actividades reguladas 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 establecen 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 reguladas 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 o puramente gasistas. 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 de energía eléctrica en España, al formar parte todas ellas de grupos verticalmente integrados que desarrollan también otras actividades. Por otra parte, más del 60% de la distribución de gas natural está en manos de un grupo verticalmente integrado (NEDGIA, el 80% del cual pertenece a NATURGY ENERGY GROUP).

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 reguladas 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 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. En consecuencia, los países de Europa Occidental que se considerarán serán los siguientes: Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Holanda, Noruega, Irlanda, Italia, Portugal, Reino Unido y Suecia.
- 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 en relación a deuda, efectivo y capitalización, necesarias para calcular el apalancamiento y el coeficiente beta, serán excluidas.

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

⁶ El Cuadro 32 recoge el rating otorgado en diciembre de 2018 por las principales agencias de calificación crediticia a los países correspondientes al listado inicial de empresas obtenidas a partir del índice STOXX y Bloomberg.

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 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, en línea con los criterios mencionados anteriormente. La fecha de la búsqueda será el último día del periodo de cálculo considerado. 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 descartan aquellas que pertenezcan a países con calificaciones crediticias inferiores a BB-/Ba3.

Posteriormente, del listado provisional de empresas, se comprueba 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 se descartan 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 regulatorio y el coste de la deuda.

9.6.3 Parámetros generales

9.6.3.1 Ratio de apalancamiento regulatorio

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:

$$RA = \frac{D}{D + FP}$$

Donde:

RA: Ratio de apalancamiento.

- D: Deuda neta, calculada como la diferencia entre la deuda total (a corto plazo y a largo plazo) y la partida de efectivo y otros activos líquidos equivalentes.
- FP: Fondos propios, calculados como la capitalización de mercado de la empresa.

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 regulatorio, consiste en obtener un promedio del apalancamiento observado de los comparadores.

Para calcular el ratio de apalancamiento regulatorio 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 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.

$$RA^{\text{método 1}} = \frac{\sum_{i=1}^{m_1} RA_i}{m_1}$$

Donde:

$RA^{\text{método 1}}$	Ratio de apalancamiento calculado con el método uno.
i	Comparadores, seleccionados según el apartado 9.6.2 Selección del grupo de comparadores.
m_1	Número de comparadores seleccionados, excluidos aquellos cuyo ratio de apalancamiento quede fuera del rango comprendido entre dos desviaciones estándar con respecto a la media.
RA_i	Ratio de apalancamiento de cada comparador i , calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RA_i = \frac{D_i}{D_i + FP_i}$$

Donde:

D_i Deuda neta de cada comparador i , calculada como la diferencia entre el promedio diario de la deuda (incluyendo la deuda a corto y a largo plazo) y el promedio diario de la partida de efectivo y otros activos líquidos equivalentes, siguiendo la fórmula:

$$D_i = \frac{\sum_{j_1} \text{Deuda corto y largo plazo } i_{j_1}}{\sum j_1} - \frac{\sum_{j_2} \text{Efectivo y otros activos líquidos equivalentes } i_{j_2}}{\sum j_2}$$

Donde:

j_1 : días, entre el 1 de enero del año $n-8$ y el 31 de diciembre del año $n-3$ (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato para la deuda del comparador i , incluyendo la deuda a corto y largo plazo.

j_2 : días, entre el 1 de enero del año $n-8$ y el 31 de diciembre del año $n-3$ (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato de efectivo y otros activos líquidos equivalentes del comparador i .

FP_i Fondos propios de cada comparador i , calculados como el promedio diario de la capitalización en el mercado de ese comparador i , de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FP_i = \frac{\sum_{j_3} \text{Capitalización en el mercado } i_{j_3}}{\sum j_3}$$

Donde:

j_3 : días, entre el 1 de enero del año $n-8$ y el 31 de diciembre del año $n-3$ (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato para la capitalización de mercado del comparador i .

- 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.

$$RA^{\text{método 2}} = \frac{\sum_{i=1}^m D_i}{\sum_{i=1}^m D_i + \sum_{i=1}^m FP_i}$$

Donde:

$RA^{\text{método 2}}$ Ratio de apalancamiento calculado con el método dos.

i Comparadores seleccionados.

m Número de comparadores seleccionados.

D_i Deuda neta del comparador i . Se calcula como el promedio diario de la deuda total a largo y corto plazo del comparador i entre el 1 de enero del año $n-8$ y el 31 de diciembre del año $n-3$, menos su promedio diario del efectivo y otros activos líquidos equivalentes a lo largo del mismo periodo de cálculo, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$D_i = \frac{\sum_{j_1} \text{Deuda corto y largo plazo } i_{j_1}}{\sum j_1} - \frac{\sum_{j_2} \text{Efectivo y otros activos líquidos equivalentes } i_{j_2}}{\sum j_2}$$

Donde:

j_1 : días, entre el 1 de enero del año $n-8$ y el 31 de diciembre del año $n-3$ (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato para la deuda del comparador i , incluyendo la deuda a corto y largo plazo.

j_2 : días, entre el 1 de enero del año $n-8$ y el 31 de diciembre del año $n-3$ (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato de efectivo y otros activos líquidos equivalentes del comparador i .

FP_i Fondos propios de mercado del comparador i. Se calcula como el promedio diario de la capitalización de mercado del comparador entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FP_i = \frac{\sum_{j_3} \text{Capitalización en el mercado } i_{j_3}}{\sum j_3}$$

Donde:

j_3 : días, entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato para la capitalización de mercado del comparador i.

En esta metodología se realiza 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 tiene en consideración el apalancamiento regulatorio que consideran otros reguladores europeos en sus metodologías de WACC como referencia.

De esta forma, partiendo de ambos inputs, se define el ratio de apalancamiento regulatorio como aquel 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 regulatorio.

9.6.3.2 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.

Se considerará para cada país la tasa impositiva estatutaria publicada por la OCDE del año $n-3$, siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio, a la fecha de cierre de los cálculos (31 de diciembre del año $n-3$).

9.6.4 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 beta que viene dado por el ratio entre la covarianza de la rentabilidad del activo con el mercado y la varianza del mercado.

$$R_{FP} = R_{LR} + \beta \cdot PRM$$

Donde:

R_{FP} : Rentabilidad esperada de los fondos propios, en porcentaje (%).

R_{LR} : Tasa libre de riesgo, en porcentaje (%).

β : Coeficiente beta, en número adimensional.

PRM : Prima de Riesgo de Mercado, en porcentaje (%).

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.

9.6.4.1 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 4).

Cuadro 4. 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	2017: Promedio últimos 5 años. Bonos del Estado, se usa el rendimiento en el mercado secundario. Diferentes duraciones (media 8 años). 2018: Promedio últimos 5 años. Bonos AAA de la zona euro a 10 años.	Promedio últimos 5 años. Bonos del Estado, se usa el rendimiento en el mercado secundario. Diferentes duraciones (media 8 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.	2017: N.A. 2018: Bono danés a 4 años. Se toma la media de 3 meses (junio-agosto)
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	2017: Sin información. 2018: Promedio a largo plazo de los bonos del Estado de 10 a 30 años	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad	Idem transporte electricidad
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	Idem transporte electricidad	Sin información	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	2017: Bonos del Estado 2018: Pronóstico a 9 años del bono del Estado a 10 años	Idem transporte electricidad	2017: Idem transporte electricidad 2018: Crecimiento real del PIB a LP más el objetivo de inflación	Idem transporte gas

Fuente: CEER Report on Investment Conditions in European Countries, 2017 (para 2017) y Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, 2019 (para 2018).

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 calcula 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.

9.6.4.2 Ajuste por *Quantitative Easing*

La metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera se elabora a partir de los datos económico-financieros para cada uno de los parámetros durante el periodo de cálculo considerado. Por consiguiente, esta metodología es sensible al periodo de cálculo de los datos considerado, que puede incluir periodos de tipos elevados y periodos de tipos bajos.

Los años 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).

La metodología establecida en esta Circular establece la posibilidad de realizar un ajuste sobre la tasa libre de riesgo, para corregir el efecto del mecanismo de compra de deuda llevado a cabo por el Banco Central Europeo en la deuda soberana “Expansión Cuantitativa”, en el caso de que el periodo de cálculo haya sido significativamente afectado por este efecto, y en ausencia de efectos contrarios derivados de la crisis de la deuda soberana. En caso de aplicarse, se denominará Ajuste por QE⁷.

⁷ Este criterio también se recoge en la sección 8.7 del Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025 (INF/DE/044/18) donde se señala lo siguiente: «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

Con el objetivo de cuantificar el impacto que ha tenido el ajuste por *Quantitative Easing* ('Ajuste por QE') sobre el bono español a 10 años, se ha revisado diversa bibliografía. Como se justifica en varios de los siguientes documentos⁸, no es fácil cuantificar el impacto de esta política económica debido a que, si bien normalmente el impacto se evalúa en un corto espacio de tiempo alrededor del anuncio de la política, en este caso la implantación del programa fue anunciada en enero de 2015 pero se comunicó implícitamente al mercado en el segundo semestre de 2014. En consecuencia, las publicaciones utilizan diferentes horizontes temporales para evaluar el impacto del Ajuste por QE sobre los bonos soberanos. A continuación, se resumen las conclusiones encontradas:

- La publicación del Banco Central Europeo "*Asset purchase programmes and financial markets: lessons from the euro area*"⁹ indica que hubo un descenso de entre 30 y 50 puntos básicos para los bonos soberanos a 10 años, aumentando aproximadamente al doble en países como Italia y España. En particular, para España, valora el impacto considerando varios horizontes temporales. En este sentido, para el periodo comprendido entre agosto de 2014 y marzo de 2015, cuantifica el impacto en 90 puntos básicos, mientras que, si se consideran ventanas de cambio de 1 día y de 2 días alrededor de varias fechas en las que se hicieron comunicaciones que pudieron transmitir información sobre el programa, entre septiembre 2014 y marzo 2015, los impactos son de 80 y 65 puntos básicos, respectivamente.
- Según el informe¹⁰ encargado por la Comisión Europea sobre la estimación de la tasa de retribución financiera en el sector de las telecomunicaciones, que hace referencia al documento del punto anterior del Banco Central Europeo, el impacto en los bonos soberanos a 10 años fue de 16 puntos básicos (medido sobre el bono alemán) y de 80 puntos básicos

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 afectadas».

⁸ Por ejemplo, en la publicación del Banco Central Europeo "*Asset purchase programmes and financial markets: lessons from the euro area*" se menciona lo siguiente: "*Because the January 2015 ECB's announcement was largely expected by financial markets, this leads us to consider a broad set of events comprising ECB's official announcements that, starting from September 2014, could have affected market expectations about the programme*" o en la publicación del Banco Central Europeo "*Impact of the asset purchase programme on euro area government bond yields using market news*", donde se cita lo siguiente: "*Assessing the impact of the Asset Purchase Programme (APP) by the European Central Bank (ECB) on euro area sovereign yields is challenging, because the monetary policy announcement in January 2015 was already implicitly communicated to the market in the second half of 2014*".

⁹ "*Asset purchase programmes and financial markets: lessons from the euro area*", Working paper series, European Central Bank, nº 1864/November 2015

¹⁰ "*Review of approaches to estimate a reasonable rate of return for investments in telecoms networks in regulatory proceedings and options for EU harmonization*", The Brattle Group.

(medido sobre el bono español), con un impacto medio para la eurozona de alrededor de 40 puntos básicos.

- De acuerdo con el artículo del Banco Central Europeo “*Taking stock of the Eurosystem’s asset purchase programme after the end of net asset purchases*”¹¹, la rentabilidad de los bonos a 10 años en la eurozona varió entre 50 puntos básicos al inicio del programa y 100 puntos básicos al finalizar el mismo.
- Según la publicación del Banco Central Europeo “*Impact of the asset purchase programme on euro area government bond yields using market news*”¹², el impacto medio para el periodo comprendido entre septiembre 2014 y octubre 2015 fue de 69 puntos básicos en la eurozona y de 75 puntos básicos en España.

9.6.4.3 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:

¹¹ “*Taking stock of the Eurosystem’s asset purchase programme after the end of net asset purchases*”, European Central Bank, Economic Bulletin Issue 2, 2019/18th March 2019

¹² “*Impact of the asset purchase programme on euro area government bond yields using market news*”, Working paper series, European Central Bank, nº 1939/July 2016

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. Además, su beta se ha mantenido históricamente en valores inferiores a los del promedio del mercado (1), lo que resulta consistente con la naturaleza de estas actividades, que son reguladas y están expresamente calificadas como de bajo riesgo en la legislación sectorial. Además, el ajuste bayesiano cobra más sentido en un enfoque prospectivo, pero dado que se ha seguido un enfoque histórico para el cálculo de todos los parámetros, resulta más correcto considerar las betas reales, sin aplicarles ningún tipo de ajuste. 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 arbitrario¹³.

¹³ Informe PR4 WACC for EirGrid and ESB Network (2015), elaborado por Europe Economics para el regulador irlandés (documento CER 15193).

Cuadro 5. 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 desapalancar ni reapalancar 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.	2017: N.A. 2018: Según 'BK nr. 1595 18/12/2017'. Harris-Pringle.	N.A.	2017: Basado en betas usadas por otros reguladores y en datos de mercado internacionales. 2018: Basado en recomendaciones para el WACC de un Comité de expertos. Harris-Pringle.
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 .	Idem transporte electricidad	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	2017: Idem transporte electricidad 2018: Aproximación empírica usando comparadores, ya que la empresa regulada no cotiza en bolsa	Idem transporte gas
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 reapalancar la β .	Idem transporte electricidad	Sin información	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 (para 2017) y Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, 2019 (para 2018).

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 9.6.1 Período de estudio, frecuencia de las observaciones y horizonte relevante.

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 cuyo diferencial medio de compra-venta, o *bid-ask spread*, correspondiente a los últimos seis años, sea superior a un 1%.

Este diferencial se obtendrá como un promedio, para los últimos seis años, del diferencial mensual de compra-venta para cada sociedad, siendo el valor mensual un promedio del diferencial de compra-venta de los días bursátiles en el mes correspondiente.

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, en número adimensional.

β_L : Beta apalancada de la empresa, en número adimensional.

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

T: Tasa impositiva aplicable a la empresa según su país, en tanto por uno.

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):

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 regulatorio seleccionado y la tasa impositiva estatutaria en España, y se emplea la fórmula de Hamada.

$$\beta = \beta_U \cdot [1 + \left(\frac{D}{FP}\right)^{\text{reg}} \cdot (1 - T)]$$

Donde:

β : Coeficiente beta.

β_U : Beta desapalancada de la actividad regulada, en número adimensional.

$\left(\frac{D}{FP}\right)^{\text{reg}}$: Ratio regulatorio entre la deuda neta y los fondos propios, en tanto por uno. Se calculará a partir del Ratio de apalancamiento regulatorio con la fórmula siguiente:

$$\left(\frac{D}{FP}\right)^{\text{reg}} = \frac{RA}{1 - RA}$$

Donde:

RA: Ratio de apalancamiento regulatorio.

T: Tasa impositiva estatutaria aplicable en España, en tanto por uno.

9.6.4.4 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 fiable¹⁴. 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.

Adicionalmente a lo anterior, la Comisión Europea sacó a consulta pública un documento de trabajo destinado a proporcionar orientaciones a las Autoridades Reguladoras Nacionales Europeas (ANR) en materia de telecomunicaciones sobre la metodología para calcular la tasa de retribución razonable¹⁵. Dicha consulta pública finalizó el 3 de octubre de 2018. En el resumen de las alegaciones recibidas a dicha consulta se señala que *“The vast majority of respondents take the view that the Equity Risk Premium should be estimated using published historical series”*.

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 6).

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

¹⁴ *“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”*.

¹⁵ <https://ec.europa.eu/digital-single-market/en/news/targeted-consultation-guidance-cost-capital-eu-electronic-communications-regulators>

mercado y los bonos emitidos por los distintos Estados, para el periodo comprendido entre 1900 y el año de publicación del informe.

Cuadro 6. 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	2017: Idem transporte electricidad. 2018: DMS. Promedio de la media aritmética y geométrica mundial de 1900-2015.	2017: Idem transporte electricidad. 2018: Idem transporte gas
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.	2017: N.A. 2018: Recomendaciones de expertos basadas en datos históricos, encuestas y valores implícitos	N.A.	2017: MRP histórica 2018: Idem distribución electricidad
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 periodos 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	2017: Idem transporte electricidad. 2018: Se obtiene estimando el <i>Total Equity Market Return</i> en el tiempo y restándole la TIR actual	2017: Idem transporte electricidad. 2018: Idem transporte gas
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 y en análisis de mercado internacional. 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 (para 2017) y *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks*, 2019 (para 2018).

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 Cooper¹⁶, 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 *“en todos los casos, las (...) tasas de descuento son más próximas a la media aritmética que a la media geométrica”*¹⁷. No obstante, concluye que la elección entre la media aritmética o geométrica es controvertida: *“Las referencias estándar para la estimación del retorno esperado del mercado difieren en su defensa de la media aritmética o geométrica como la base de las tasas de descuento a aplicar en la evaluación de inversiones”*¹⁷ e indica que *“las decisiones regulatorias importantes se toman en el Reino Unido basándose en que las medias aritméticas y geométricas de las rentabilidades pasadas tienen un valor similar en el establecimiento de las rentabilidades futuras esperadas”*¹⁷.
- 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 geométrica¹⁸. Adicionalmente, señala que la media geométrica *“(es) claramente una medida mucho más precisa del crecimiento real de las ganancias pasadas, especialmente cuando el crecimiento interanual ha sido errático”*¹⁹ y, en su edición anual sobre primas de riesgo del año 2015,

¹⁶ Cooper, 1996. “Arithmetic versus geometric mean estimators: Setting discount rates for capital budgeting”
(<http://faculty.london.edu/cooper/assets/documents/ArithmeticVersusGeometric.pdf>)

¹⁷ Traducido del original en inglés.

¹⁸ Damodaran, 2015. “Discussion Issues and Derivations”.
(http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/AppldCF/derivn/ch4deriv.html)

¹⁹ Damodaran, 1996. “Investment Valuation” (traducido del original en inglés).

indica que “*al menos en finanzas corporativas y valoraciones, el argumento para utilizar como estimación primas basadas en medias geométricas es robusto*” (traducido del original en inglés).

- 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 ambas²⁰.
- Adicionalmente, cabe destacar el informe “*The Most Important Number in Finance. The Quest for the Market Risk Premium*” publicado por JP Morgan²¹, en el que se señala lo siguiente:

“La elección entre métodos basados en la media aritmética vs. geométrica puede resultar en diferencias significativas en la estimación de la prima de riesgo de mercado. Por ejemplo, si \$100 aumentan hasta \$110 en un año y luego vuelven a caer a \$100 el año siguiente, el retorno anual aritmético medio es $[+10.0\%-9.1\%]/2$, o 0.5%. La media aritmética representa la mejor estimación de la rentabilidad anual esperada. No obstante, la media geométrica será del 0%, que es la rentabilidad anual compuesta que el inversor ha obtenido realmente. Muchos académicos prefieren la media aritmética porque representa la rentabilidad esperada por un inversor en cualquier momento temporal, mientras que la media geométrica refleja mejor la rentabilidad sobre los activos que los inversores deberían esperar en un horizonte a largo plazo” (traducido del original en inglés).

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). Además, resulta razonable no prescindir de la media geométrica en la estimación de la prima de riesgo de mercado, teniendo en cuenta que la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera que se propone está basada en el cálculo de los distintos parámetros sobre la base de valores históricos observados. El informe citado anteriormente, preparado para la Comisión Europea sobre la estimación de la tasa de retribución financiera en el sector de las telecomunicaciones, también considera razonable el empleo del

²⁰ Copeland, Koller, Murrin, 2002. “*Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*”.

²¹ “*The Most Important Number in Finance. The Quest for the Market Risk Premium*”. Marc Zenner, Scott Hill, John Clark, Nishant Mago. JP Morgan, Capital Structure Advisory & Solutions. Mayo 2008. Disponible en: <https://www.jpmorgan.com/jpmpdf/1320675769380.pdf>

promedio entre la media geométrica y aritmética del informe de Dimson, Marsh y Staunton para realizar la estimación²².

Por otro lado, para evaluar qué peso se le da a cada país en el cálculo de la PRM, se ha optado por ponderar las primas de riesgo de cada país por su capitalización bursátil en el último día del período considerado (31 de diciembre de 2018). Es decir, se ha considerado oportuno dar más peso a la prima de riesgo de mercado de los países con un mercado mayor (más capitalización bursátil). Desde el punto de vista de un inversor europeo, sus opciones de inversión se verán afectadas por dicha capitalización bursátil, ya que tendrá más posibilidades de inversión en mercados grandes que en mercados más pequeños. Por ello, se ha considerado pertinente realizar esta ponderación, que también aplican además otros reguladores energéticos europeos, como el holandés y el flamenco²³.

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 países²⁴, 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 a la fecha de cálculo, 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

²² “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”.

²³ En el cálculo de un índice europeo y mundial, Dimson, Marsh y Staunton también establecen ponderaciones por el mismo motivo: « As for the world index, we now use market capitalization weights for the Europe index [...] This is again weighted by country size, to avoid giving, say Belgium, the same weight as the UK ». “Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2018”, Elroy Dimson, Paul Marsh, Mike Staunton. Página 237.

²⁴ 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.

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

9.6.5 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 utiliza de nuevo un enfoque basado en comparadores. De forma coherente con la metodología que utilizó esta Comisión para el cálculo del coste de la deuda para la propuesta de tasa de retribución financiera del sector eléctrico²⁵ (INF/DE/044/18), así como en otros cálculos de tipos de interés de los sectores gasista y eléctrico^{26,27,28}, el coste de la deuda en el cálculo del WACC se estima como la suma de un tipo de interés de referencia más un diferencial.

²⁵ “Acuerdo por el que se aprueba 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”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018.

²⁶ “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.

²⁷ 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.

²⁸ El Capítulo III de la Orden TEC/1367/2018, de 20 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 2019 hace referencia a los tipos de interés aplicables a los derechos de cobro incluidos en los artículos 61 y 66 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Adicionalmente ver el «Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia» (IPN/CNMC/044/17), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 21 de diciembre de 2017.

Como tipo de interés de referencia se tomará el índice *Interest Rate Swap*²⁹ (IRS), al que se le añade como diferencial el *Credit Default Swap* (CDS)³⁰ correspondiente a cada comparador.

El coste de la deuda de cada año k y cada comparador i se calcula por tanto como el promedio de las cotizaciones diarias del año k del *Interest Rate Swap* IRS a 10 años más el promedio de las cotizaciones diarias del año k del *Credit Default Swap* CDS a 10 años del comparador i .

$$R_{Di k} = IRS_{10A k} + CDS_{10A i k}$$

$R_{Di k}$ Coste de la deuda del comparador i en el año k , en porcentaje (%).

$IRS_{10A k}$ Promedio de las cotizaciones diarias del *Interest Rate Swap* a 10 años en el año k , en porcentaje (%).

$CDS_{10A i k}$ Promedio de las cotizaciones diarias del *Credit Default Swap* a 10 años del comparador i en el año k , en porcentaje (%).

k Cada uno de los 6 años comprendidos en el período ($n-8$, $n-3$).

i Comparadores seleccionados.

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.

Dado que el cálculo se realiza año a año, para aquellos comparadores de los que no se disponga de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, en un año determinado, se buscarán datos de emisiones de deuda de plazo equivalente efectuadas durante ese año, utilizándose, en caso de que estén disponibles, el promedio de las TIR de dichas emisiones como representativo del coste de la deuda de la sociedad para el año correspondiente.

Se tendrán en cuenta las emisiones de deuda efectuadas en euros y vencimiento de 8 a 12 años desde la fecha de emisión, según la siguiente fórmula.

²⁹ 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 financieras, que refleja riesgo interbancario. Asimismo, es el tipo de interés de referencia en las emisiones a tipo fijo.

³⁰ 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.

$$R_{Dik} = \frac{\sum_{e_{ik}=1}^{e_{ik}=t_{ik}} TIR_{8A-12A\ ik}}{t_{ik}}$$

- $TIR_{8A-12Aik}$: TIR de las emisiones de deuda del comparador i en el año k a un plazo de 8 a 12 años, en porcentaje (%).
- e_{ik} : Cada una de las emisiones de deuda del comparador i en el año k.
- t_{ik} : Número de emisiones de deuda del comparador i en el año k.
- k : Cada uno de los 6 años comprendidos en el período (n-8, n-3).
- i : Cada uno de los comparadores seleccionados.

No se considerarán los datos del coste de la deuda de los comparadores que tengan un nivel de calificación crediticia que no sea de grado de inversión o *non investment grade*, según al menos una de las principales agencias de calificación crediticia. Es decir, si tienen una calificación inferior a Baa3 o BBB-.

Finalmente, el coste de la deuda se calculará, para cada uno de los años del periodo de cálculo (de n-8 a n-3), como el promedio del coste de la deuda de dicho año de los comparadores que dispongan de datos.

$$R_{Dk} = \frac{\sum_{i=1}^{i=m_{3k}} R_{Dik}}{m_{3k}}$$

- R_{Dk} : Coste de la deuda promedio de todos los comparadores en el año k, en porcentaje (%).
- R_{Dik} : Coste de la deuda del comparador i en el año k, en porcentaje (%).
- i : Cada uno de los comparadores seleccionados según el apartado 9.6.2 Selección del grupo de comparadores.
- m_{3k} : Número de comparadores seleccionados que e disponen de datos de deuda (CDS o emisiones) en el año k.
- k : Cada uno de los 6 años comprendidos en el período (n-8, n-3).

Posteriormente, se calculará el promedio a partir de los 6 datos anuales obtenidos, obteniéndose así el coste de la deuda a incluir en la fórmula del WACC.

$$R_D = \frac{\sum_{k=n-8}^{k=n-3} R_{Dk}}{6}$$

R_D : Coste de la deuda en el período de cálculo, en porcentaje (%).

R_{DK} : Coste de la deuda promedio de todos los comparadores en el año k , en porcentaje (%).

k : Cada uno de los 6 años comprendidos en el período $n-8$ y $n-3$.

El enfoque para el cálculo del coste de la deuda de esta metodología es comparable con el utilizado por determinados reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético (Cuadro 7).

Cuadro 7. 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	N.A.	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.	N.A.	Idem distribución electricidad
Dinamarca	N.A.	2017: N.A. 2018: Se obtiene de utilities europeas BBB/A-. Se toma el promedio de 3 meses de emisiones de más de 10 años. Se suman 8ppbb	N.A.	Idem distribución electricidad
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.	N.A.	Idem transporte electricidad	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. Para años futuros, se basa en los datos de los 3 últimos años. 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 el diferencial de la media de bonos de comparadores europeos y la tasa libre de riesgo.	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	Idem transporte electricidad	2017: N.A. 2018: Idem transporte electricidad	2017: N.A. 2018: Idem transporte electricidad
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 (para 2017) y Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, 2019 (para 2018).

9.7 Aplicación numérica de la 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 para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025.

Los cálculos se han realizado aplicando la metodología de la propuesta de Circular, considerando como fecha de cálculo o cierre de datos el 31 de diciembre de 2017, y como periodo de cálculo 2012-2017. Estos cálculos coinciden con los expuestos en el apartado 8 del *“Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”* (INF/DE/044/18), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018.

9.7.1 Selección del grupo de comparadores

De acuerdo con los criterios especificados en el apartado 9.6.2 Selección del grupo de comparadores, 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 8, 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 8. 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 9.6.2 Selección del grupo de comparadores.

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 9. Cabe destacar que algunas de las empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg también pertenecen al índice STOXX.

Cuadro 9. 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 10).

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 10. 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 11, 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 11. 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 12 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 12. 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 13). Dentro del listado están representadas las sociedades matrices del grupo de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, como transportista, que recibe un 98,3%³¹ de la retribución de dicha actividad, así como las sociedades matrices de los grupos ENDESA, IBERDROLA, GAS NATURAL (actualmente, NATURGY) y EDP, cuyas sociedades filiales ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD e HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, realizan la actividad de distribución de energía eléctrica en España, y son destinatarias de un 88,7%³² de la retribución de dicha actividad.

³¹ De acuerdo con 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.

³² De acuerdo con la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016.

Cuadro 13. 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

9.7.2 Cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio

Conforme a lo indicado anteriormente, el ratio de apalancamiento regulatorio se selecciona a partir de los resultados obtenidos conforme a las dos alternativas de cálculo definidas en el apartado 9.6.1 Período de estudio, frecuencia de las observaciones y horizonte relevante.

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 14. 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 Electrica 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 a partir de datos de Bloomberg, en el período comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017.

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 15, 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 15. 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 a partir de datos del Cuadro 14.

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 16.

Cuadro 16. Ratio de apalancamiento regulatorio 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 regulatorio del 50%.

9.7.3 Tasa impositiva considerada

Tal y como se ha indicado en el apartado 9.6.2 Selección del grupo de comparadores, 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 17, 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 9.7.1 Selección del grupo de comparadores. La tasa impositiva estatutaria de España en 2017 es del 25,0%.

Cuadro 17. 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.

9.7.4 Cálculo del coste de los fondos propios

Según la metodología detallada en el apartado 9.6.4 Coste de los fondos propios, 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.

9.7.4.1 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 18, 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 18. 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% (<i>ex ante</i>)	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% (<i>valor real</i>)	**	2% (<i>valor real</i>)	2% (<i>valor real</i>)
Holanda	1,28%	1,28%	1,28%	1,28%
Irlanda	1,9% (<i>valor real</i>)	1,9% (<i>valor real</i>)	3,5%-5,5% (<i>valor real</i>)	3,5%-5,5% (<i>valor real</i>)
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.

9.7.4.2 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 9.6.4.3 Coeficiente β . 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 9.7.3 Tasa impositiva considerada. 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 9.6.4.3 Coeficiente β , 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 de compra-venta correspondiente al periodo 2012-2017, obtenida de Bloomberg, sea 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 19, 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 19. 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 a partir de datos de Bloomberg, en el período comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017.

Finalmente, se ha reapalancado la beta obtenida mediante la aplicación de la fórmula de Hamada, incluida en el apartado 9.6.4.3 Coeficiente β . Para ello, se ha aplicado el ratio óptimo de deuda/fondos propios que se deriva del ratio de apalancamiento regulatorio obtenido en el apartado 9.6.3.1 Ratio de apalancamiento regulatorio (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 20).

Cuadro 20. 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 a partir de datos del Cuadro 20.

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 21), se observan valores similares a los obtenidos en la mayoría de los países.

Cuadro 21. 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.

9.7.4.3 Cálculo de la prima de riesgo del mercado

Como se indica en el apartado 9.6.4.4 Prima de riesgo de mercado (PRM), la prima de riesgo de mercado se estima como la media ponderada del promedio, para cada país europeo, de las medias geométrica y aritmética publicadas en el informe DMS, estando basada la ponderación de los distintos países en el cálculo del promedio final, en su nivel de capitalización bursátil.

El informe DMS, 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 22, 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 22. 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. El peso relativo según capitalización bursátil se ha obtenido de Bloomberg (*"WCAU"*) a fecha 31 de diciembre de 2017.

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 23), se observan valores similares en la mayoría de los países.

Cuadro 23. 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.

Adicionalmente, cabe destacar la presentación del estudio elaborado por Economic Consulting Associates para ACER, *“Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs)”*, de fecha 20 de septiembre de 2018 y publicada en su página web³³, en la que se indica que los valores de la prima de riesgo de mercado utilizados por la mayoría de los reguladores europeos en su cálculo de la tasa de retribución de la actividad de transporte de gas se sitúan entre el 4,5% y el 5,0%, de forma que el resultado del 4,75% obtenido a través de esta propuesta de metodología se situaría en línea con los valores empleados a nivel europeo. Cabe destacar que este estudio ha sido encargado por ACER en el ámbito del mandato establecido a la Agencia en el Código de Red de Peajes de Gas (Gas Tariff Network Code (EU) 2017/460), que establece que antes del 6 de abril de 2019, la Agencia deberá publicar un informe sobre las metodologías y parámetros utilizados para calcular los ingresos regulados de los transportistas de gas natural por parte de los reguladores de energía en Europa, siendo uno de los parámetros el coste de capital.

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 24.

³³ <https://www.acer.europa.eu/Events/ACER-workshop-to-present-the-report-on-methodologies-and-parameters-used-to-determine-gas-TSO-revenues/default.aspx>

Cuadro 24. 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

9.7.5 Cálculo del coste de la deuda

Según la metodología enunciada en el apartado 9.6.5 Coste de la deuda de este informe, el coste de la deuda de cada comparador se ha estimado, para cada año del periodo 2012-2017, 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 y el 31 de diciembre del año correspondiente. 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 y el 31 de diciembre de cada año del periodo 2012-2017. Los datos de cotización de CDS se han descargado en todos los casos utilizando la herramienta “*Spreadsheet Builder*” del *add-in* de Bloomberg para Microsoft Excel.

Dado que el cálculo se realiza año a año, en el caso de las empresas incluidas como comparadores de las que no se dispone de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, en un año determinado, se ha utilizado el promedio de las TIR de sus emisiones de deuda a un plazo de 8-12 años, en euros, con fecha de emisión comprendida entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año correspondiente.

Únicamente las empresas RWE, EVN AG, FLUXYS BELGIUM, ACSM-AGAM, ASCOPIAVE y GAS PLUS no disponen en ninguno de los años del periodo 2012-2017 de CDS cotizados ni de emisiones de deuda que cumplan con las características anteriores, por lo que no se han podido considerar en el cálculo del coste de la deuda.

Posteriormente, el coste de la deuda de cada año del periodo se ha calculado como la media de los costes de financiación de cada comparador en dicho año. Finalmente, se ha obtenido el coste de la deuda a incluir en la fórmula del WACC como el promedio de los 6 datos anteriores.

En el cálculo efectuado, no se ha eliminado ningún comparador por el criterio de calificación crediticia, puesto que todos los comparadores seleccionados se encuentran en niveles de investment grade, según las principales agencias de rating. En el Cuadro 25, se muestran las equivalencias entre las calificaciones crediticias de las agencias Moody's, Standard & Poor's y Fitch.

Cuadro 25. Equivalencias entre los niveles de rating de Moody's, Standard & Poor's y Fitch

Moody's		Standard & Poor's		Fitch		Descripción	
Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo		
Aaa	P-1	AAA	A-1+	AAA	F1+	Prime	Grado de inversión o <i>investment grade</i>
Aa1		AA+		AA+		High grade	
Aa2		AA		AA			
Aa3		AA-		AA-		Upper medium grade	
A1		A+	A-1	A+	F1		
A2	P-2	A	A-2	A	F2	Lower medium grade	
A3		A-		A-			
Baa1		P-3	BBB+	A-3		BBB+	
Baa2	BBB		BBB				
Baa3	BBB-		BBB-				
Ba1	Not prime	BB+	B	BB+	B	Non-investment grade speculative	Grado especulativo
Ba2		BB		BB		Highly speculative	
Ba3		BB-		BB-			
B1		B+		B+			
B2		B		B			
B3		B-		B-			
Caa1		CCC+	C	CCC	C	Substantial risks	
Caa2		CCC				Extremely speculative	
Caa3		CCC-				Default imminent with little prospect for recovery	
Ca		CC					
C		C					
/		D	/	DDD	/	In default	
				DD			

Fuente: Elaboración propia a partir de información de Moody's, Standard & Poor's y Fitch

Los resultados se detallan en el Cuadro 26, según el cual el coste de la deuda asciende al 2,63%. Asimismo, en dicho cuadro se especifica el método de cálculo empleado para la obtención del coste de financiación de cada sociedad en cada uno de los años del periodo, y el promedio anual del coste de la deuda.

Aunque esta metodología considera un enfoque europeo para el cálculo del coste de la deuda, se ha incluido en el siguiente cuadro, a efectos de análisis de sensibilidad, el promedio anual del coste de la deuda de las empresas españolas.

También se incluyen las medias anuales del Bono del Estado a 10 años, así como el diferencial en puntos básicos entre el coste de la deuda anual (para todos los comparadores y sólo para las empresas españolas) y la media anual del Bono del Estado.

Cuadro 26. Cálculo del coste de la deuda

Nombre	País	Año 2012		Año 2013		Año 2014		Año 2015		Año 2016		Año 2017	
		Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones
E.ON	Alemania	IRS+CDS	3,135%	IRS+CDS	3,021%	IRS+CDS	2,486%	IRS+CDS	2,006%	IRS+CDS	1,861%	IRS+CDS	1,638%
Lechwerke	Alemania	IRS+CDS (Innogy)	3,274%	IRS+CDS (Innogy)	3,215%	IRS+CDS (Innogy)	2,593%	IRS+CDS (Innogy)	2,269%	IRS+CDS (Innogy)	2,248%	IRS+CDS (Innogy)	1,790%
RWE	Alemania	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
EVN	Austria	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Verbund	Austria	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,671%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Elia System Operator	Bélgica	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,648%	Media TIR emisiones	1,520%	Media TIR emisiones	1,466%
Fluxys Belgium	Bélgica	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Enagas	España	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	4,200%	Media TIR emisiones	2,541%	Media TIR emisiones	1,196%	Media TIR emisiones	1,143%	Sin emisiones válidas	-
Endesa	España	IRS+CDS	3,662%	IRS+CDS	3,169%	IRS+CDS	2,454%	IRS+CDS	1,926%	IRS+CDS	1,787%	Sin datos	-
Gas Natural SDG	España	IRS+CDS	5,373%	IRS+CDS	4,438%	IRS+CDS	2,675%	IRS+CDS	2,021%	Media TIR emisiones	1,298%	IRS+CDS	1,811%
Iberdrola	España	IRS+CDS	5,296%	IRS+CDS	4,301%	IRS+CDS	2,753%	IRS+CDS	2,068%	IRS+CDS	1,753%	IRS+CDS	1,697%
Red Eléctrica Corporación	España	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	3,894%	Media TIR emisiones	2,176%	Media TIR emisiones	1,348%	Media TIR emisiones	1,042%	Sin emisiones válidas	-
EDF - Electricité de France	Francia	IRS+CDS	3,429%	IRS+CDS	3,133%	IRS+CDS	2,394%	IRS+CDS	1,871%	IRS+CDS	1,903%	IRS+CDS	1,918%
Electricité de Strasbourg	Francia	IRS+CDS (EDF)	3,429%	IRS+CDS (EDF)	3,133%	IRS+CDS (EDF)	2,394%	IRS+CDS (EDF)	1,871%	IRS+CDS (EDF)	1,903%	IRS+CDS (EDF)	1,918%
Engie	Francia	IRS+CDS	3,333%	IRS+CDS	3,153%	IRS+CDS	2,342%	IRS+CDS	1,703%	IRS+CDS	1,475%	IRS+CDS	1,639%
A2A	Italia	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	3,688%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,759%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,768%
ACSA	Italia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	2,718%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,173%	Sin emisiones válidas	-
ACSM - AGAM	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Ascopiave	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Enel	Italia	IRS+CDS	5,256%	IRS+CDS	4,754%	IRS+CDS	2,849%	IRS+CDS	2,174%	IRS+CDS	1,935%	IRS+CDS	2,011%
Gas Plus	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Hera	Italia	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	3,356%	Media TIR emisiones	2,436%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Iren	Italia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,009%	Media TIR emisiones	1,680%
SNAM	Italia	Media TIR emisiones	5,323%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	2,479%	Media TIR emisiones	1,483%	Media TIR emisiones	0,927%	Media TIR emisiones	1,388%
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,400%	Media TIR emisiones	1,418%
EDP - Energias de Portugal	Portugal	IRS+CDS	8,334%	IRS+CDS	6,035%	IRS+CDS	3,727%	IRS+CDS	2,772%	IRS+CDS	3,059%	Media TIR emisiones	1,592%
REN - Redes Energeticas Nacionais	Portugal	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	2,538%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
National Grid	Reino Unido	IRS+CDS	2,861%	IRS+CDS	2,854%	IRS+CDS	2,279%	IRS+CDS	1,694%	IRS+CDS	1,365%	Sin datos	-
SSE - Scottish & Southern Energy	Reino Unido	IRS+CDS	3,516%	IRS+CDS	3,527%	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-

	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	PROMEDIO 2012-2017
PROMEDIO EUROPEO COSTE DEUDA	4,32%	3,74%	2,53%	1,90%	1,60%	1,70%	2,63%
PROMEDIO EMPRESAS ESPAÑOLAS COSTE DEUDA	4,78%	4,00%	2,52%	1,71%	1,40%	1,75%	2,69%
PROMEDIO COTIZACIONES DIARIAS BONO ESTADO 10 AÑOS	5,84%	4,56%	2,72%	1,74%	1,37%	1,56%	2,97%
DIFERENCIAL ANUAL COSTE DEUDA EUROPEA - BONO ESTADO (pb)	-151,35	-81,83	-19,46	16,56	22,72	13,17	-33,37
DIFERENCIAL ANUAL COSTE DEUDA ESPAÑOLA - BONO ESTADO (pb)	-106,13	-55,99	-20,23	-2,54	3,18	19,05	-27,11

Fuente: Elaboración propia

De los resultados obtenidos en el cuadro anterior, se observa lo siguiente:

- Para todas las empresas, el coste de la deuda promedio ha disminuido drásticamente desde 2012 (4,32%) a 2017 (1,70%).
- Las empresas españolas se han financiado más caro que el agregado de empresas en 2012, 2013 y 2017, y más barato en 2014, 2015 y 2016. En promedio, se han financiado 6 p.b. más caro, siendo la diferencia muy poco significativa.
- El Bono del Estado a 10 años ha disminuido desde 2012 (5,84%) a 2017 (1,56%), y se ha situado por encima del coste de la deuda de las empresas (europeas y españolas) en 2012, 2013 y 2014, en un nivel similar en 2015, y por debajo en 2016 y 2017. En promedio, el diferencial entre la cotización del Bono del Estado a 10 años y la deuda de plazo equivalente de las empresas (europeas y españolas) es negativo.

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.

En todo caso, es necesario tener en consideración que los valores del coste de la deuda incluidos en el informe “*Report on Investment Conditions in European Countries*” están calculados en momentos temporales diferentes, y aplican a periodos regulatorios con distinta fecha de inicio y fin, así como de distinta duración al del caso español, lo cual, a diferencia de otros parámetros, afecta significativamente a su valor. Por este motivo, los valores obtenidos no son totalmente comparables al valor obtenido para España, a diferencia de lo que sucede con otros parámetros más estructurales.

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 años³⁴, lo que se sitúa en línea con la duración del periodo de análisis que se ha empleado.

En cuanto al resultado obtenido, a modo de análisis de sensibilidad, 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 (actualmente NATURGY)³⁵, 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

³⁴ GAS NATURAL FENOSA (actualmente NATURGY): 5,8 años, IBERDROLA: más de 6 años, ENDESA: 6,1 años, RED ELÉCTRICA: 5,3 años y ENAGÁS: 6,8 años.

³⁵ Los datos se extraen de Bloomberg dividiendo los intereses (IS_INT_EXPENSE) entre la deuda (SHORT_AND_LONG_TERM_DEBT).

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.

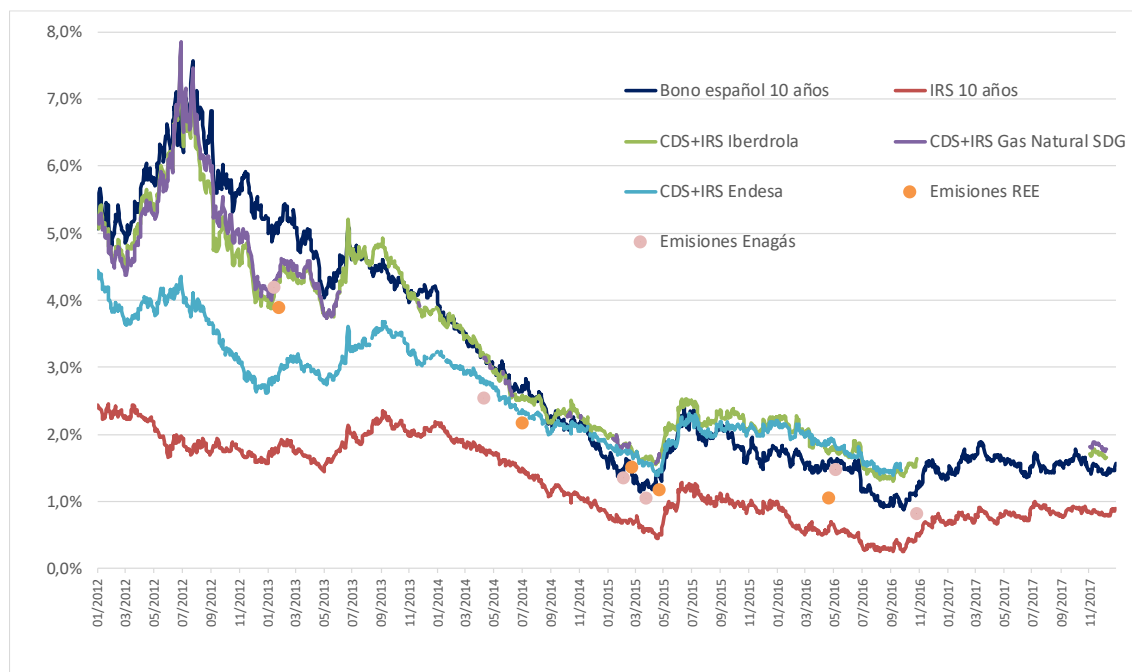
Por último, en cuanto al hecho de que el coste de la deuda obtenido (2,63%) sea inferior a la tasa libre de riesgo calculada (2,97%) cabe realizar la siguiente consideración. Si bien, tradicionalmente, se ha considerado que la deuda con menos riesgo es la deuda estatal y que el coste financiero de las 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.

Dada la tendencia descendente que ha seguido la cotización del Bono español a 10 años, hasta situarse en el entorno del 1,5% a finales de año 2017, cabe destacar que, a dicha fecha, el diferencial entre el coste de la deuda obtenido (2,63%) y el bono español a 10 años sería positivo, situándose alrededor de los 113 puntos básicos.

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

9.7.6 Tasa de retribución financiera resultante

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 y que afectó especialmente al precio de cotización de los bonos de los estados periféricos de Europa, como España. Esta situación cambia significativamente con el comienzo, en marzo de 2015, del programa de expansión cuantitativa por parte del Banco Central Europeo (BCE), afectando al periodo 2015-2017, con tipos bajos. Por tanto, se considera que en el periodo 2012-2017 los valores bajos de los últimos tres años se compensan con los valores elevados de los primeros tres años. Por lo expuesto anteriormente, en este caso no se considera necesario aplicar el ajuste por expansión cuantitativa QE.

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.

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 y, posteriormente, la tasa de retribución financiera, se calculan aplicando las fórmulas incluidas en el artículo 2 de la Circular.

Como se muestra en el Cuadro 28, se obtiene una tasa de retribución financiera del **5,58% para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, para el segundo periodo regulatorio 2020-2025.**

Cuadro 28. Cálculo de la tasa de retribución financiera

FECHA CIERRE DATOS: 31/12/2017

1	Tasa libre de riesgo (RLR)	[1]	2,97%	Bono español 10 años (media 6 últimos años)
2	Coficiente 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 (RFP)	[4]	6,40%	$[1] + ([2] \times [3])$
5	Coste de la deuda antes de impuestos (RD)	[5]	2,63%	IRS + CDS ó Media TIR emisiones bonos
6	Tasa impositiva (T)	[6]	25%	Tasa estatutaria España 2017
7	Ratio apalancamiento	[7]	50%	$D / (D + FP)$
8	WACC nominal después de impuestos	[8]	4,19%	$([4] \times (1 - [7])) + ([5] \times (1 - [6]) \times [7])$
9	Tasa de retribución financiera antes de impuestos	[9]	5,58%	$[8] / (1 - [6])$

Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, como consecuencia de la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las **actividades de transporte y distribución de energía eléctrica** y la aplicación numérica de la misma, resulta para el **segundo período regulatorio, una tasa de retribución financiera del 5,58%.**

Como se establece en la disposición transitoria única, excepcionalmente para el año 2020 la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica será del 6,003%.

9.8 Aplicación numérica de la metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y regasificación de gas natural, correspondiente al segundo periodo regulatorio

En este apartado se calcula la tasa de retribución financiera para las actividades de transporte y regasificación de gas natural para el segundo periodo regulatorio 2021-2026.

Los cálculos se han realizado aplicando la metodología de la propuesta de Circular, considerando como fecha de cálculo o cierre de datos el 31 de diciembre de 2018, y como periodo de cálculo 2013-2018.

9.8.1. Selección del grupo de comparadores

De acuerdo con los criterios especificados en el apartado 9.6.2 Selección del grupo de comparadores, se obtiene en primer lugar el listado de empresas pertenecientes al índice STOXX® Europe TMI Utilities a 31 de diciembre de 2018, compuesto por las 45 empresas que se muestran en el Cuadro 29, 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 45 empresas, es necesario descartar aquellas que operan en sectores distintos al eléctrico y/o gasista. Además, se descartan aquellas que no pertenezcan a los siguientes países de Europa Occidental: Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Holanda, Noruega, Irlanda, Italia, Portugal, Reino Unido y Suecia.

Cuadro 29. Listado de empresas pertenecientes al índice STOXX® Europe 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
Enagás	España	Energía
Endesa	España	Energía
Iberdrola	España	Energía
Naturgy Energy Group	España	Energía
Red Electrica Corporación	España	Energía
Fortum	Finlandia	Energía
EDF - Électricité 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
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italia	Energía
EDP - Energias de Portugal	Portugal	Energía
EDP Renováveis	Portugal	Energía
REN - Redes Energéticas 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
PGE	Polonia	Electricidad
BKW	Suiza	Electricidad
Arendals Fossekompani	Polonia	Electricidad
ENEA	Polonia	Electricidad
Energa	Polonia	Electricidad
Kogeneracja	Polonia	Electricidad
Shelf Drilling	Noruega	Energía (perforaciones)
Tauron	Polonia	Electricidad

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 9.6.2 Selección del grupo de comparadores.

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 34 empresas mostrado en el Cuadro 30. Cabe destacar que algunas de las empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg también pertenecen al índice STOXX.

Cuadro 30. 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
Enagás	España	Energía
Endesa	España	Energía
Naturgy Energy Group	España	Energía
Red Eléctrica Corporación	España	Energía
Fortum	Finlandia	Energía
EDF - Électricité de France	Francia	Energía
Électricité de Strasbourg	Francia	Energía
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
Gas Plus	Italia	Energía
Hera	Italia	Energía, agua, basuras
Iren	Italia	Energía
Italgas	Italia	Energía
SNAM	Italia	Energía
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italia	Energía
EDP - Energías de Portugal	Portugal	Energía
REN - Redes Energéticas Nacionais	Portugal	Energía
Centrica	Reino Unido	Energía
Jersey Electricity	Reino Unido	Energía
Luxfer Holdings	Reino Unido	Materiales y componentes para defensa, transporte, salud
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 31).

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 31. 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
Madriñeña 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 tomada 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 32, Grecia es el único país, entre los correspondientes a las empresas identificadas inicialmente, que no cumple, a 31 de diciembre de 2018, con este requisito de rating.

Cuadro 32. Rating otorgado en diciembre de 2018 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	AAAu	Aaa	AAA
España	A-u	Baa1	A-
Finlandia	AA+	Aa1	AA+
Francia	AAu	Aa2	AA
Grecia	B+	B3	BB-
Holanda	AAAu	Aaa	AAA
Irlanda	A+	A2	A+
Italia	BBBu	Baa3	BBB
Noruega	AAA	Aaa	AAA
Portugal	BBB-u	Baa3	BBB
Reino Unido	AAu	Aa2	AA
Suecia	AAAu	Aaa	AAA

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg.

A modo de resumen, en el Cuadro 33 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 33. Listado de empresas excluidas del grupo de comparadores

Nombre	País	Motivo de exclusión
Gelsenwasser	Alemania	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Innogy	Alemania	No existen datos suficientes 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 o ausentes
Fortum	Finlandia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
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
Italgas	Italia	No existen datos suficientes en Bloomberg
Shelf drilling	Noruega	Sector diferente
PGE	Polonia	Polonia no se incluye como comparador
Arendals Fossekompani	Polonia	Polonia no se incluye como comparador
ENEA	Polonia	Polonia no se incluye como comparador
Energa	Polonia	Polonia no se incluye como comparador
Kogeneracja	Polonia	Polonia no se incluye como comparador
Tauron	Polonia	Polonia no se incluye como comparador
EDP Renováveis	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	La isla de Jersey no se incluye como comparador
Luxfer Holdings	Reino Unido	Sector diferente
Penon 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
BKW	Suiza	Suiza no se incluye como comparador

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 34).

Dentro del listado está representada la sociedad matriz de ENAGAS TRANSPORTE, que recibe aproximadamente el 86% de la retribución de la actividad de transporte y el 58% de la retribución de la actividad de regasificación de gas natural. También está representada la sociedad matriz del grupo

NATURGY, que recibe el 69% de la retribución de la actividad de distribución de gas natural, y el 5% de la retribución del transporte aproximadamente.³⁶

Cuadro 34. 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	-	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
Enagás	X	X	España	ENTSO	Gas
Endesa	X	X	España	EDSO	Electricidad
Iberdrola		X	España	EDSO	Electricidad
Naturgy Energy Group	X	X	España	EDSO	Ambos
Red Eléctrica Corporación	X	X	España	ENTSO	Electricidad
EDF - Électricité de France	X	X	Francia	ENTSO	Electricidad
Électricité 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		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.

³⁶ Datos correspondientes a la Orden TEC/1367/2018, de 20 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 2019.

9.8.2 Cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio

Conforme a lo indicado anteriormente, el ratio de apalancamiento regulatorio se selecciona a partir de los resultados obtenidos conforme a las dos alternativas de cálculo definidas en el apartado 9.6.3.1 Ratio de apalancamiento regulatorio.

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 2013 y el 31 de diciembre de 2018 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 2013 y el 31 de diciembre de 2018 (*"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 ÉLECTRICITÉ 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 35. 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	21.422,54	17.544,25	4.840,13	12.704,12	37%
Lechwerke	2.519,27	3,24	8,60	-5,36	0%
RWE	12.786,00	17.828,64	3.895,99	13.932,65	52%
EVN	2.096,39	1.639,91	237,47	1.402,44	40%
Verbund	6.005,49	3.241,99	71,46	3.170,52	35%
Elia System Operator	2.560,71	3.188,57	357,98	2.830,59	53%
Fluxys Belgium	1.920,99	1.824,54	271,80	1.552,73	45%
Enagas	5.595,39	5.186,81	870,97	4.315,84	44%
Endesa	20.985,77	6.498,56	1.154,08	5.344,48	20%
Naturgy Energy Group SA	19.192,16	18.510,05	3.295,79	15.214,26	44%
Iberdrola	35.968,65	31.669,53	2.141,79	29.527,74	45%
Red Electrica Corporación	8.929,89	6.177,87	418,59	5.759,28	39%
EDF - Electricité de France	32.557,87	57.349,25	4.192,31	53.156,94	62%
Electricité de Strasbourg	757,36	11,40	127,70	-116,30	-18%
Engie	37.558,94	39.530,62	9.850,18	29.680,44	44%
A2A	3.378,57	4.140,79	605,59	3.535,20	51%
ACEA	2.322,61	3.145,69	634,24	2.511,46	52%
ACSM - AGAM	128,57	118,36	9,38	108,98	46%
Ascopiave	535,11	146,75	44,26	102,50	16%
Enel	39.208,33	57.853,94	7.882,37	49.971,56	56%
Gas Plus	155,09	84,50	15,96	68,54	31%
Hera	3.244,54	3.315,01	513,39	2.801,62	46%
Iren	1.865,78	3.014,17	128,81	2.885,36	61%
SNAM	14.337,85	12.989,18	250,74	12.738,43	47%
Terna Rete Elettrica Nazionale	8.476,71	8.447,73	1.353,60	7.094,13	46%
EDP - Energias de Portugal	11.090,97	18.811,67	1.660,67	17.151,00	61%
REN - Redes Energeticas Nacionais	1.414,93	2.672,05	79,04	2.593,02	65%
National Grid PLC	40.676,62	33.215,38	418,86	32.796,53	45%
SSE PLC Scottish & Southern Energy	17.743,88	8.665,09	928,89	7.736,20	30%
TOTAL	355.436,99	366.825,52	46.260,63	320.564,89	45%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg, en el período comprendido entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2018. Datos extraídos en enero de 2019.

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 36, 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 45%, según el primer método de cálculo, y del 47%, conforme a la segunda alternativa.

Cuadro 36. 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)
355.436,99	320.564,89	45%	47%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Cuadro 35.

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 37.

Cuadro 37. Ratio de apalancamiento regulatorio 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.	2017: N.A. 2018: 50%	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	2017: 50%. 2018: 52%	2017: 50%. 2018: 52%	47%	47%

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

Fuente: CEER Report on Investment Conditions in European Countries, 2017 (para 2017) y Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, 2019 (para 2018).

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

9.8.3 Tasa impositiva considerada

Tal y como se ha indicado en el apartado 9.6.4 Coste de los fondos propios 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 2018, se han tenido en cuenta las tasas estatutarias correspondientes a dicho año.

Así, en el Cuadro 38, se incluyen las tasas estatutarias totales, disponibles a la fecha de cierre de datos, para el año 2018 de los países europeos a los que pertenecen los 29 comparadores seleccionados en el apartado 9.8.1. Selección del grupo de comparadores. La tasa impositiva estatutaria de España en 2018 es del 25,0%.

Cuadro 38. Tasa impositiva estatutaria por país en el año 2018 de los países a los que pertenecen los comparadores seleccionados

País	Tasa Impositiva Estatutaria Total (2018)
Alemania	29,83%
Austria	25,00%
Bélgica	29,58%
España	25,00%
Francia	34,43%
Gran Bretaña	19,00%
Italia	27,81%
Portugal	31,50%

Nota: A la fecha de cierre de datos la tasa impositiva de Alemania publicada por la OCDE es provisional, pero no se revisará a efectos de este cálculo.

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

9.8.4 Cálculo del coste de los fondos propios

Según la metodología detallada en el apartado 9.6.4 Coste de los fondos propios, 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.

9.8.4.1 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 2013 y el 31 de diciembre de 2018, obteniéndose un valor del 2,23%.

En el Cuadro 39, 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 39. 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%	2017: 3,80% 2018: 2,49%	2017: 3,80% 2018: 2,49%
Austria	2017: 3,27% 2018: 1,87%	3,27%	1,87%	2017: 3,27% 2018: 1,87%
Bélgica	0,7% (<i>ex ante</i>)	2017: 1,43% - 2,71% - 2,2%* 2018: 4,20% (<i>real</i>)	0,90%	2017: 1,43% - 2,71% - 2,2%* 2018: 4,20% (<i>real</i>)
Dinamarca	N.A.	2017: N.A. 2018: 0,54%	N.A.	2017: 0,88% 2018: -0,31%
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	2017: 2,55% 2018: 2,18%	2017: 2,55% 2018: 2,18%	2017: 2,55% 2018: 2,18%	2017: 2,55% 2018: 2,18%
Francia	2,70%	2,70%	2017: N.A. 2018: 1,60% (<i>real</i>)	2017: 2,80% 2018: 1,60% (<i>real</i>)
Gran Bretaña	2% (<i>real</i>)	**	2% (<i>valor real</i>)	2% (<i>valor real</i>)
Holanda	1,28%	1,28%	1,28%	1,28%
Irlanda	1,9% (<i>real</i>)	1,9% (<i>real</i>)	2017: 3,5%-5,5% (<i>real</i>) 2018: 1,90% (<i>real</i>)	2017: 3,5%-5,5% (<i>real</i>) 2018: 1,90% (<i>real</i>)
Italia	2017: 0,79% 2018: Sin información	2017: 0,79% 2018: Sin información	2017: 0,79% 2018: Sin información	2017: 0,79% 2018: Sin información
Noruega	2017: 5,03% 2018: 4,83%	2017: 5,03% 2018: 4,83%		
Portugal	2017: 2,41% 2018: 1,00%	2017: 2,41% 2018: 1,00%	1,73%	1,73%
Suecia	4,01%	4,01%	2017: 3,83% 2018: 4,00%	2017: 3,83% 2018: 4,00%

*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 (para 2017) y Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, 2019 (para 2018).

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

9.8.4.2 Ajuste por Quantitative Easing

En el caso de la actividad de transporte y regasificación de gas natural, se considera necesario aplicar el ajuste por expansión cuantitativa QE mencionado

en el apartado 9.6.4.2 Ajuste por *Quantitative Easing*, por su representatividad durante el periodo de cálculo, considerado (2013-2018), dado que, al comenzar dicho programa de expansión cuantitativa en marzo de 2015, varios años se encuentran afectados por este programa, y por otra parte el año 2012, que había introducido un significativo efecto en sentido contrario por la crisis de la deuda soberana, no forma parte del periodo de cálculo. Adicionalmente, cabe señalar que la implantación del programa fue anunciada en enero de 2015 pero se comunicó implícitamente al mercado en el segundo semestre de 2014.

Según el documento del Banco Central Europeo “*Asset purchase programmes and financial markets: lesson from the euro área*”, Working paper series, European Central Bank, nº 1864/November 2015, la rentabilidad de los bonos del estado a 10 años disminuyó entre 30 y 50 puntos básicos, y aproximadamente al doble en países miembros como Italia y España. Asimismo, el informe “*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, recomienda incrementar el parámetro de la tasa libre de riesgo hasta 100 puntos básicos a partir de 2015, indicando que para el caso de España el programa de expansión cuantitativa afectó, según los primeros efectos analizados por el citado documento del Banco Central Europeo, en 80 puntos básicos a la rentabilidad de los bonos del estado a 10 años.

En consecuencia, se aplica un ajuste de 80 puntos básicos a la tasa libre de riesgo obtenida para el período 2013-2018, resultando en un valor de 3,03%.

9.8.4.3 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 2013, y fecha de fin del periodo, el 31 de diciembre de 2018. 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 9.6.4.3 Coeficiente β . 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 9.8.3 Tasa impositiva considerada. 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 2013 y el 31 de diciembre de 2018 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 2013 y el 31 de diciembre de 2018 de los valores diarios de capitalización bursátil de cada sociedad (“*HISTORICAL_MARKET_CAP*”).

Adicionalmente, como se ha indicado en el apartado 9.6.4.3 Coeficiente β , 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 de compra-venta correspondiente al periodo 2013-2018, obtenida de Bloomberg, sea superior al 1% (“*AVERAGE_BID_ASK_SPREAD_%*”). Concretamente, siguiendo este criterio se han eliminado las betas correspondientes a LECHWERKE, FLUXYS BELGIUM, ÉLECTRICITÉ DE STRASBOURG, ACSM-AGAM y GAS PLUS.

En el Cuadro 40, 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 0,42.

Cuadro 40. 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 (T)	Beta desapalancada (β_U)	Diferencial medio de compra-venta 2013-2018
E.ON	Alemania	0,93	59%	29,83%	0,66	0,05%
Lechwerke	Alemania	0,08	0%	29,83%	0,08	2,55% - Descartada
RWE	Alemania	0,94	109%	29,83%	0,53	0,06%
EVN	Austria	0,37	67%	25,00%	0,25	0,39%
Verbund	Austria	0,68	53%	25,00%	0,48	0,19%
Elia System Operator	Bélgica	0,39	111%	29,58%	0,22	0,17%
Fluxys Belgium	Bélgica	0,09	81%	29,58%	0,06	1,12% - Descartada
Enagás	España	0,56	77%	25,00%	0,36	0,07%
Endesa	España	0,65	25%	25,00%	0,54	0,09%
Iberdrola	España	0,83	79%	25,00%	0,52	0,07%
Naturgy Energy Group	España	0,79	82%	25,00%	0,49	0,05%
Red Eléctrica Corporación	España	0,67	64%	25,00%	0,45	0,07%
EDF - Électricité de France	Francia	1,04	163%	34,43%	0,50	0,07%
Électricité de Strasbourg	Francia	0,30	-15%	34,43%	0,33	1,10% - Descartada
Engie	Francia	0,96	79%	34,43%	0,63	0,05%
A2A	Italia	0,85	105%	27,81%	0,48	0,14%
ACEA	Italia	0,59	108%	27,81%	0,33	0,31%
ACSM - AGAM	Italia	0,44	85%	27,81%	0,28	1,47% - Descartada
Ascopiave	Italia	0,50	19%	27,81%	0,44	0,43%
Enel	Italia	0,90	127%	27,81%	0,47	0,07%
Gas Plus	Italia	0,34	44%	27,81%	0,26	1,83% - Descartada
Hera	Italia	0,46	86%	27,81%	0,28	0,20%
Iren	Italia	0,78	155%	27,81%	0,37	0,28%
SNAM	Italia	0,56	89%	27,81%	0,34	0,08%
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italia	0,51	84%	27,81%	0,32	0,08%
EDP - Energías de Portugal	Portugal	0,85	155%	31,50%	0,41	0,08%
REN - Redes Energéticas Nacionais	Portugal	0,54	183%	31,50%	0,24	0,22%
National Grid	Gran Bretaña	0,65	81%	19,00%	0,39	0,05%
SSE - Scottish & Southern Energy	Gran Bretaña	0,64	44%	19,00%	0,48	0,08%
PROMEDIO COEFICIENTE BETA					0,42	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg, en el período comprendido entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2018. Datos extraídos en enero de 2019.

Finalmente, se ha reapalancado la beta obtenida mediante la aplicación de la fórmula de Hamada, incluida en el apartado 9.6.4.3 Coeficiente β . Para ello, se ha aplicado el ratio óptimo de deuda/fondos propios que se deriva del ratio de apalancamiento regulatorio obtenido en el apartado 9.8.2 Cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio (50%) y que asciende consecuentemente al 100%, y la tasa impositiva estatutaria aplicable en España en el año 2018 (25%).

De este modo, se obtiene un valor de 0,74 para la beta reapalancada (Cuadro 41).

Cuadro 41. Cálculo de la beta reapalancada

Beta desapalancada promedio (β_U)	Tasa estatutaria España (T)	Ratio óptimo (D/FP)	Beta reapalancada (β_{RL})
0,42	25%	100%	0,74

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Cuadro 40.

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 42), se observan valores similares a los obtenidos en la mayoría de los países.

Cuadro 42. 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	2017: 0,79 2018: 0,83	2017: 0,79 2018: 0,83
Austria	2017: 0,69 2018: 0,85	0,69	0,85	2017: 0,69 2018: 0,85
Bélgica	0,53	2017: 0,76 - 0,65 - 0,7* 2018: 0,53	2017: 0,65 2018: 0,53	0,76 - 0,65 - 0,7*
Dinamarca	N.A.	2017: N.A. 2018: 0,70	N.A.	2017: 0,79 2018: 1,33
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	2017: N.A. 2018: 0,95	2017: 0,91 2018: 0,95	0,90
Holanda	0,74	0,74	0,74	0,74
Irlanda	0,89	0,89	2017: 0,78 2018: 0,42	2017: 0,78 2018: 0,42
Italia	0,55	2017: 0,62 2018: 0,55	2017: 0,58 2018: 0,55	0,63
Noruega	0,88	0,88	2017: sin información 2018: 0,88	Sin información
Portugal	0,58	2017: 0,67 2018: 0,63	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 (para 2017) y Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, 2019 (para 2018).

9.8.4.4 Cálculo de la prima de riesgo del mercado

Como se indica en el apartado 9.6.4.4 Prima de riesgo de mercado (PRM), 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 2019 (*"Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2019"*), incorpora en su tabla 9, *"Worldwide equity risk premiums relative to bonds, 1900-2018"*, los valores de las medias geométricas y aritméticas de las primas de riesgo correspondientes al periodo 1900-2018 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 2018, obtenido de Bloomberg (*"WCAU"*).

En el Cuadro 43, 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 4,64%.

Cuadro 43. Cálculo de la prima de riesgo de mercado con datos de DMS correspondientes al periodo 1900-2018

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	17,51%	4,80%	8,20%	6,50%	0,84%	1,44%	1,14%
Austria	1,10%	2,70%	21,10%	11,90%	0,03%	0,23%	0,13%
Bélgica	3,05%	2,10%	4,10%	3,10%	0,06%	0,13%	0,09%
Dinamarca	3,48%	3,30%	4,90%	4,10%	0,11%	0,17%	0,14%
España	5,80%	1,60%	3,60%	2,60%	0,09%	0,21%	0,15%
Finlandia	2,15%	5,10%	8,60%	6,85%	0,11%	0,19%	0,15%
Francia	19,69%	3,00%	5,30%	4,15%	0,59%	1,04%	0,82%
Holanda	4,30%	3,20%	5,50%	4,35%	0,14%	0,24%	0,19%
Irlanda	0,88%	2,50%	4,50%	3,50%	0,02%	0,04%	0,03%
Italia	5,18%	3,10%	6,40%	4,75%	0,16%	0,33%	0,25%
Noruega	2,58%	2,50%	5,40%	3,95%	0,06%	0,14%	0,10%
Portugal	0,56%	5,10%	9,20%	7,15%	0,03%	0,05%	0,04%
Reino Unido	27,58%	3,50%	4,90%	4,20%	0,97%	1,35%	1,16%
Suecia	6,14%	3,00%	5,20%	4,10%	0,18%	0,32%	0,25%
100%							Prima de Riesgo de Mercado
							4,64%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe DMS *Global Investment Returns Yearbook* de 2019. El peso relativo según capitalización bursátil se ha obtenido de Bloomberg (*"WCAU"*) a fecha 31 de diciembre 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 44), se observan valores similares en la mayoría de los países.

Cuadro 44. 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%	2017: 4,55% 2018: 3,80%	2017: 4,55% 2018: 3,80%
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.	2017: N.A. 2018: 5,50%	N.A.	2017: 4,75% 2018: 5,50%
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%	2017: 5-6% 2018: 4,75%	2017: 5-6,5% 2018: 4,75%
Italia	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%
Noruega	5,00%	5,00%	N.A.	N.A.
Portugal	2017: 6,25% 2018: 7,66%	2017: 6,25% 2018: 7,66%	6,09%	6,09%
Suecia	2017: 0,5% 2018: 5%	2017: 0,5% 2018: 5%	2017: 1,5% 2018: 5%	2017: 1,5% 2018: 5%

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

Fuente: CEER Report on Investment Conditions in European Countries, 2017 (para 2017) y Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, 2019 (para 2018).

Adicionalmente, cabe destacar la presentación del estudio elaborado por Economic Consulting Associates para ACER, “*Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs)*”, de fecha 20 de septiembre de 2018 y publicada en su página web³⁷, en la que se indica que los valores de la prima de riesgo de mercado utilizados por la mayoría de los reguladores europeos en su cálculo de la tasa de retribución de la actividad de transporte de gas se sitúan entre el 4,5% y el 5,0%, de forma que el resultado del 4,64% obtenido a través de esta propuesta de metodología se situaría en línea con los valores empleados a nivel europeo. Cabe destacar que este estudio ha sido encargado por ACER en el ámbito del mandato establecido a la Agencia en el Código de Red de Peajes de Gas (Gas Tariff Network Code (EU) 2017/460), que establece que antes del 6 de abril de 2019, la Agencia deberá publicar un informe sobre las metodologías y parámetros utilizados para calcular los ingresos regulados de los transportistas de gas natural por parte de los reguladores de energía en Europa, siendo uno de los parámetros el coste de capital.

A partir de los valores obtenidos para la tasa libre de riesgo, incrementada en 80 puntos básicos debido al Ajuste por QE, el coeficiente beta y la prima de riesgo

³⁷ <https://www.acer.europa.eu/Events/ACER-workshop-to-present-the-report-on-methodologies-and-parameters-used-to-determine-gas-TSO-revenues/default.aspx>

de mercado, de la aplicación del modelo CAPM resulta un valor para el coste de los fondos propios del 6,48%, tal y como se muestra en el Cuadro 45.

Cuadro 45. Cálculo del coste de los fondos propios

Coste de los fondos propios	
Media 6 años bono español 10 años + 80 ppbb	3,03%
Beta	0,74
PRM	4,64%
RFP	6,48%

Fuente: Elaboración propia.

9.8.5 Cálculo del coste de la deuda

Según la metodología enunciada en el apartado 9.6.5 Coste de la deuda de esta memoria, el coste de la deuda de cada comparador se ha estimado, para cada año del periodo 2013-2018, 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 y el 31 de diciembre del año correspondiente. 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 y el 31 de diciembre de cada año del periodo 2013-2018. Los datos de cotización de CDS se han descargado en todos los casos utilizando la herramienta “*Spreadsheet Builder*” del *add-in* de Bloomberg para Microsoft Excel. En el año 2018 se obtenían por este método bastantes menos cotizaciones diarias de CDS que en los años anteriores, por lo que para este año se ha optado por utilizar datos de CDS de pantalla ofrecidos por Bloomberg.

Dado que el cálculo se realiza año a año, en el caso de las empresas incluidas como comparadores de las que no se dispone de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, en un año determinado, se ha utilizado el promedio de las TIR de sus emisiones de deuda a un plazo de 8-12 años, en euros, con fecha de emisión comprendida entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año correspondiente. Para buscar estas emisiones también se ha utilizado Bloomberg.

Únicamente las empresas RWE, EVN, FLUXYS BELGIUM, ACSM-AGAM, ASCOPIAVE y GAS PLUS no disponen en ninguno de los años del periodo 2013-2018 de CDS cotizados ni de emisiones de deuda que cumplan con las características anteriores, por lo que no se han podido considerar en el cálculo del coste de la deuda.

Posteriormente, el coste de la deuda de cada año del periodo se ha calculado como la media de los costes de financiación de cada comparador en dicho año. Finalmente, se ha obtenido el coste de la deuda a incluir en la fórmula del WACC como el promedio de los 6 datos anteriores.

Los resultados se detallan en el Cuadro 46, según el cual el coste de la deuda asciende al 2,24%. Asimismo, en dicho cuadro se especifica el método de cálculo empleado para la obtención del coste de financiación de cada sociedad en cada uno de los años del periodo, y el promedio anual del coste de la deuda.

Aunque esta metodología considera un enfoque europeo para el cálculo del coste de la deuda, se ha incluido en el siguiente cuadro, a efectos de análisis de sensibilidad, el promedio anual del coste de la deuda de las empresas españolas. También se incluyen las medias anuales del Bono del Estado a 10 años, así como el diferencial en puntos básicos entre el coste de la deuda anual (para todos los comparadores y sólo para las empresas españolas) y la media anual del Bono del Estado.

Cuadro 46. Cálculo del coste de la deuda

Nombre	País	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
		Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones
E.ON	Alemania	IRS+CDS	3,021%	IRS+CDS	2,486%	IRS+CDS	2,006%	IRS+CDS	1,861%	IRS+CDS	1,638%	IRS+CDS	1,795%
Lechwerke	Alemania	IRS+CDS (Innogy)	3,215%	IRS+CDS (Innogy)	2,593%	IRS+CDS (Innogy)	2,269%	IRS+CDS (Innogy)	2,248%	IRS+CDS (Innogy)	1,790%	IRS+CDS (Innogy)	1,890%
RWE	Alemania	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
EVN	Austria	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Verbund	Austria	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,671%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	IRS+CDS	1,779%
Elia System Operator	Bélgica	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,648%	Media TIR emisiones	1,520%	Media TIR emisiones	1,466%	Sin emisiones válidas	-
Fluxys Belgium	Bélgica	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Enagas	España	Media TIR emisiones	4,200%	Media TIR emisiones	2,541%	Media TIR emisiones	1,196%	Media TIR emisiones	1,143%	Sin emisiones válidas	-	Sin datos	-
Endesa	España	IRS+CDS	3,169%	IRS+CDS	2,454%	IRS+CDS	1,926%	IRS+CDS	1,787%	Sin datos	-	IRS+CDS	1,931%
Naturgy	España	IRS+CDS	4,438%	IRS+CDS	2,675%	IRS+CDS	2,021%	Media TIR emisiones	1,298%	IRS+CDS	1,811%	IRS+CDS	2,078%
Iberdrola	España	IRS+CDS	4,301%	IRS+CDS	2,753%	IRS+CDS	2,068%	IRS+CDS	1,753%	IRS+CDS	1,697%	IRS+CDS	1,926%
Red Eléctrica Corporación	España	Media TIR emisiones	3,894%	Media TIR emisiones	2,176%	Media TIR emisiones	1,348%	Media TIR emisiones	1,042%	Sin emisiones válidas	-	IRS+CDS	1,938%
EDF - Electricité de France	Francia	IRS+CDS	3,133%	IRS+CDS	2,394%	IRS+CDS	1,871%	IRS+CDS	1,903%	IRS+CDS	1,918%	IRS+CDS	2,058%
Electricité de Strasbourg	Francia	IRS+CDS (EDF)	3,133%	IRS+CDS (EDF)	2,394%	IRS+CDS (EDF)	1,871%	IRS+CDS (EDF)	1,903%	IRS+CDS (EDF)	1,918%	IRS+CDS (EDF)	2,058%
Engie	Francia	IRS+CDS	3,153%	IRS+CDS	2,342%	IRS+CDS	1,703%	IRS+CDS	1,475%	IRS+CDS	1,639%	IRS+CDS	1,792%
AZA	Italia	Media TIR emisiones	3,688%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,759%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,768%	Sin datos	-
ACEA	Italia	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	2,718%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,173%	Sin emisiones válidas	-	IRS+CDS	2,147%
ACSM - AGAM	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Ascopiave	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Enel	Italia	IRS+CDS	4,754%	IRS+CDS	2,849%	IRS+CDS	2,174%	IRS+CDS	1,935%	IRS+CDS	2,011%	IRS+CDS	2,384%
Gas Plus	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Hera	Italia	Media TIR emisiones	3,356%	Media TIR emisiones	2,436%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin datos	-
Iren	Italia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,009%	Media TIR emisiones	1,680%	Sin emisiones válidas	-
SNAM	Italia	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	2,479%	Media TIR emisiones	1,483%	Media TIR emisiones	0,927%	Media TIR emisiones	1,388%	Sin emisiones válidas	-
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,400%	Media TIR emisiones	1,418%	Sin emisiones válidas	-
EDP - Energias de Portugal	Portugal	IRS+CDS	6,035%	IRS+CDS	3,727%	IRS+CDS	2,772%	IRS+CDS	3,059%	Media TIR emisiones	1,592%	IRS+CDS	2,104%
REN - Redes Energeticas Nacionais	Portugal	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	2,538%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,768%
National Grid	Reino Unido	IRS+CDS	2,854%	IRS+CDS	2,279%	IRS+CDS	1,694%	IRS+CDS	1,365%	Sin datos	-	IRS+CDS	1,847%
SSE - Scottish & Southern Energy	Reino Unido	IRS+CDS	3,527%	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	IRS+CDS	1,873%

PROMEDIO
2013-2018

	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	
PROMEDIO EUROPEO COSTE DEUDA	3,74%	2,53%	1,90%	1,60%	1,70%	1,96%	2,24%
PROMEDIO EMPRESAS ESPAÑOLAS COSTE DEUDA	4,00%	2,52%	1,71%	1,40%	1,75%	1,97%	2,23%
PROMEDIO COTIZACIONES DIARIAS BONO ESTADO 10 AÑOS	4,56%	2,72%	1,74%	1,37%	1,56%	1,43%	2,23%
DIFERENCIAL ANUAL COSTE DEUDA EUROPEA - BONO ESTADO (pb)	-81,83	-19,46	16,56	22,72	13,17	53,21	0,73
DIFERENCIAL ANUAL COSTE DEUDA ESPAÑOLA - BONO ESTADO (pb)	-55,99	-20,23	-2,54	3,18	19,05	54,00	-0,42

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg, en el período comprendido entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2018. Se han tomado los mismos valores del Cuadro 26 para los años 2013-2017. Los datos del año 2018 se han extraído de Bloomberg en enero de 2019.

De los resultados obtenidos en el cuadro anterior, se observa lo siguiente:

- Para todas las empresas, el coste de la deuda promedio disminuyó drásticamente desde 2013 (3,74%) a 2016 (1,60%), y se ha incrementado desde entonces (1,96% en 2018).
- Las empresas españolas se han financiado más caro que el agregado de empresas en 2013, 2017 y 2018, y más barato en 2014, 2015 y 2016. En promedio, se han financiado 1 p.b. más barato, siendo esta diferencia muy poco significativa.
- El Bono del Estado a 10 años ha disminuido desde 2013 (4,56%) a 2018 (1,43%), y se ha situado por encima del coste de la deuda de las empresas (europeas y españolas) en 2013 y 2014, y por debajo en 2016, 2017 y 2018. En promedio, el diferencial entre la cotización del Bono del Estado a 10 años y la deuda de plazo equivalente de las empresas españolas es negativo, mientras que el diferencial entre la cotización de dicho bono y la deuda de plazo equivalente de las empresas europeas es positivo.

Como análisis de sensibilidad, se incluye en el Cuadro 47 el coste de las emisiones de deuda realizadas por MADRILEÑA RED DE GAS, NORTEGAS Y REDEXIS, como distribuidoras de gas natural representativas que no han podido ser incluidas como comparadores, por la escasez de datos sobre ellas en Bloomberg.

Cuadro 47. Emisiones de deuda de las 3 empresas distribuidoras de gas natural en España que no han sido incluidas en el listado de comparadores

EMPRESA	Volumen (M€)	Cupón	Plazo (años)	Fecha emisión	Fecha final	TIR
Madrilena Red de Gas Finance BV	300	2,25	12	11/04/2017	11/04/2029	n.d.
Madrilena Red de Gas Finance BV	300	1,375	8	11/04/2017	11/04/2025	n.d.
Madrilena Red de Gas Finance BV	275	4,5	10	04/12/2013	04/12/2023	n.d.
Madrilena Red de Gas Finance BV	75	3,5	15	03/03/2016	03/03/2031	n.d.
Madrilena Red de Gas Finance BV	500	3,779	5	11/09/2013	11/09/2018	3,779
NorteGas Energia Distribucion SAU	750	2,065	10	28/09/2017	28/09/2027	2,065
NorteGas Energia Distribucion SAU	550	0,918	5	28/09/2017	28/09/2022	0,918
Redexis Gas Finance BV	650	2,75	7	08/04/2014	08/04/2021	2,85
Redexis Gas Finance BV	250	1,875	12	27/04/2015	27/04/2027	1,97698

n.d.: no disponible

Fuente: Bloomberg. Datos extraídos en enero de 2019.

Como puede observarse, en el periodo 2013-2018, estas empresas han emitido, a través de sociedades de su grupo, emisiones de deuda en los mercados de capitales, cuyo valor no difiere de los considerados para los comparadores. Asimismo se observa que el cupón, en general, se reduce para el mismo plazo a medida que avanza el periodo 2013-2017.

Por otro lado, en comparación con el coste de la deuda empleado por los distintos reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades de transporte y distribución de gas natural, se observan valores

inferiores de este parámetro en Italia y Dinamarca, ligeramente superiores en Francia, Gran Bretaña e Irlanda, y superiores en Bélgica y Suecia, como se observa en el Cuadro 48.

En todo caso, es necesario tener en consideración que los valores del coste de la deuda incluidos en el informe “*Report on Investment Conditions in European Countries*” están calculados en momentos temporales diferentes, y aplican a periodos regulatorios con distinta fecha de inicio y fin, así como de distinta duración al del caso español, lo cual, a diferencia de otros parámetros, afecta significativamente a su valor. Por este motivo, los valores obtenidos no son totalmente comparables al valor obtenido para España, a diferencia de lo que sucede con otros parámetros más estructurales.

Cuadro 48. Comparativa del coste de la deuda empleado por los distintos reguladores energéticos europeos

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	2017: N.A. 2018: 3,80%	N.A.	N.A.	N.A.
Austria	2,7% nominal	2017: 2,7% 2018: 4,72% nominal	2017: N.A. 2018: 2,70% nominal	2,7% nominal
Bélgica	2017: 3% 2018: 0,70% ex ante	2017: 3,04% - 2,74% - 3,22% * 2018: 4,20%	Sin información	2017: 3,04% - 2,74% - 3,08% ** 2018: 4,90%
Dinamarca	N.A.	2017: N.A. 2018: 1,70%	N.A.	2017: 3,93% 2018: 0,84%
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	2017: 3,24% 2018: 2,84%	2017: 3,24% 2018: 2,84%	2017: 3,24% 2018: 2,84%	2017: 3,24% 2018: 2,84%
Francia	2017: N.A. 2018: 3,70% Nominal pre-tax	N.A.	2,40%	2,50%
Gran Bretaña	2017: 2,38% 2018: N.A.	2,41%	2,38%	2,38%
Holanda	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%
Irlanda	2017: 2,90% 2018: N.A.	2,90%	2017: N.A. 2018: 2,50%	2017: N.A. 2018: 2,50%
Italia	2017: 2% 2018: 0,79%	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	2017: 5,81% 2018: 4,00%	2017: 5,63% 2018: 5,86%	2017: 5,63% 2018: 5,13%	2017: 5,63% 2018: 5,13%

*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 (para 2017) y *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks*, 2019 (para 2018).

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 2018 se situaba en el entorno de los 6 años³⁸, lo que se sitúa en línea con la duración del periodo de análisis que se ha empleado.

En cuanto al resultado obtenido, a modo de análisis de sensibilidad, si se tiene en cuenta la deuda en balance de los comparadores españoles a 31/12/2018, así como las cantidades pagadas por éstos en concepto de intereses en 2018, de acuerdo con los valores contables declarados en sus cuentas anuales, se obtendría un tipo de interés promedio del 2,721% (2,143% ENDESA, 2,574% ENAGAS, 2,345% REE, 2,917% IBERDROLA y 3,630% NATURGY)³⁹, 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 (2,23%) sea similar a la tasa libre de riesgo calculada (2,23% sin considerar el Ajuste por QE) 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, como se ha descrito en el apartado 9.7.5 Cálculo del coste de la deuda.

9.8.6 Tasa de retribución financiera resultante

Como se muestra en el Cuadro 49, se obtiene una **tasa de retribución financiera del 5,44% para las actividades de transporte y regasificación de gas natural, para el segundo periodo regulatorio 2021-2026.**

³⁸ IBERDROLA: más de 6 años, ENDESA: 5,3 años, RED ELÉCTRICA: 5,3 años y ENAGÁS: 6,1 años.

³⁹ Los datos se extraen de Bloomberg dividiendo los intereses (IS_INT_EXPENSE) entre la deuda (SHORT_AND_LONG_TERM_DEBT).

Cuadro 49. Cálculo de la tasa de retribución financiera para las actividades de transporte y regasificación de gas natural

FECHA CIERRE DATOS: 31/12/2018

1 Tasa libre de riesgo (RLR)	[1]	3,03%	Bono español 10 años (media 6 últimos años) + 80ppbb
2 Coeficiente beta	[2]	0,74	Beta Bloomberg
3 Prima Riesgo Mercado (PRM)	[3]	4,64%	DMS - Promedio ponderado Europa (media aritmética y geométrica)
4 Coste de los fondos propios después de impuestos (RFP)	[4]	6,48%	$[1] + ([2] \times [3])$
5 Coste de la deuda antes de impuestos (RD)	[5]	2,24%	IRS + CDS ó Media TIR emisiones bonos
6 Tasa impositiva (T)	[6]	25%	Tasa estatutaria España 2018
7 Ratio apalancamiento	[7]	50%	$D/(D+FP)$
8 WACC nominal después de impuestos	[8]	4,08%	$([4] \times (1-[7])) + ([5] \times (1-[6]) \times [7])$
9 Tasa de retribución financiera antes de impuestos	[9]	5,44%	$[8]/(1-[6])$

Fuente: Elaboración propia.

9.9 Aplicación numérica de la metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de distribución de gas natural

En este apartado se calcula la tasa de retribución financiera que aplicará a los activos con puesta en servicio anterior a 31 de diciembre de 2020 para el segundo periodo regulatorio 2021-2026.

Los cálculos se han realizado aplicando la metodología de la propuesta de Circular, considerando como fecha de cálculo o cierre de datos el 31 de diciembre de 2018, y como periodo de cálculo 2013-2018. Por lo tanto, se mantienen los mismos valores de los parámetros obtenidos para el transporte y regasificación de gas natural en el apartado anterior), puesto que el período regulatorio y el período de cálculo, así como los comparadores utilizados, son los mismos.

El único parámetro que diferirá respecto al transporte y la regasificación de gas natural será el coeficiente beta. Debido a que la retribución de estos activos puede verse afectada por la variación del total de puntos de suministro y el volumen distribuido, existe un factor de riesgo de demanda a diferencia de otras actividades reguladas. Por consiguiente, se considera un coeficiente beta promedio entre el obtenido para transporte y regasificación y 1, que es el promedio del mercado bursátil.

9.9.1 Tasa de retribución financiera resultante

Como se muestra en el Cuadro 50, se obtiene una **tasa de retribución financiera del 5,83% para la actividad de distribución de gas natural, para el segundo periodo regulatorio 2021-2026.**

Cuadro 50. Cálculo de la tasa de retribución financiera para la actividad de distribución de gas natural

FECHA CIERRE DATOS: 31/12/2018

1 Tasa libre de riesgo (RLR)	[1]	3,03%	Bono español 10 años (media 6 últimos años) + 80ppbb
2 Coeficiente beta	[2]	0,87	Promedio beta
3 Prima Riesgo Mercado (PRM)	[3]	4,64%	DMS - Promedio ponderado Europa (media aritmética y geométrica)
4 Coste de los fondos propios después de impuestos (RFP)	[4]	7,07%	$[1] + ([2] \times [3])$
5 Coste de la deuda antes de impuestos (RD)	[5]	2,24%	IRS + CDS ó Media TIR emisiones bonos
6 Tasa impositiva (T)	[6]	25%	Tasa estatutaria España 2018
7 Ratio apalancamiento	[7]	50%	$D/(D+FP)$
8 WACC nominal después de impuestos	[8]	4,38%	$[(4) \times (1-[7])] + ([5] \times (1-[6])) \times [7]$
9 Tasa de retribución financiera antes de impuestos	[9]	5,83%	$[8]/(1-[6])$

Fuente: Elaboración propia.

10 ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR

10.1 Impacto económico.

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 regulados a soportar por el conjunto del sistema. En particular, una disminución de la tasa de retribución del 6,50% al 5,58% conlleva una reducción anual de, aproximadamente, 340 millones de euros en la retribución conjunta de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica (casi un 5% de la retribución total de ambas actividades). Cabe destacar que 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 sufraga el coste de las redes del nivel de tensión al que se conecta y la parte correspondiente de los niveles de tensión superiores.

No obstante lo anterior, este impacto se ve significativamente mitigado en el año 2020, para el que excepcionalmente se establece en la disposición transitoria única, que la tasa de retribución financiera será del 6,003%. El ajuste en el primer año del período regulatorio en la retribución conjunta de las actividades de transporte y distribución será, en lugar de 340 millones de euros, de 188 millones de euros (152 millones de euros menos que en los años sucesivos).

Por lo que se refiere al transporte de gas, la Orden TEC/1367/2018, de 20 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 2019 establece una retribución para el transporte de gas de 799,3 millones de euros. De dicha cantidad, 185,6 millones de euros se corresponden con la retribución financiera explícita (resultado de aplicar la tasa de retribución del 5,09% a los 3.647,1 millones de euros de inmovilizado neto a 31.12.2018); y 230,9 millones de euros corresponden a la retribución financiera implícita (la retribución por continuidad de suministro). Sumando ambos conceptos, se obtiene una retribución financiera total de 416,6 millones de euros

(11,4% del inmovilizado neto). Por consiguiente, una tasa de retribución financiera del 5,44% supone un incremento sobre la tasa explícita del 5,09% y un descenso sobre la tasa explícita e implícita del 11,4%⁴⁰.

Por lo que se refiere a la regasificación, la Orden TEC/1367/2018 establece una retribución total para la regasificación de 384,2 millones de euros (incluyendo El Musel). De dicha cantidad, 72,3 millones de euros se corresponden con la retribución financiera explícita (resultado de aplicar la tasa de retribución del 5,09% a los 1.421,1 millones de euros de inmovilizado neto a 31.12.2018); y 67,2 millones de euros corresponden a la retribución financiera implícita (la retribución por continuidad de suministro). Sumando ambos conceptos, se obtiene una retribución financiera total de 139,6 millones de euros (9,8% del inmovilizado neto). Por consiguiente, una tasa de retribución financiera del 5,44% supone un incremento sobre la tasa explícita del 5,09% y un descenso sobre la tasa explícita e implícita del 9,8%.

Finalmente, por lo que se refiere a la distribución de gas, el marco retributivo establecido para esta actividad en la Orden ECO/301/2002⁴¹, establecía una tasa de retribución financiera del 6,77% aplicada sobre el inmovilizado bruto actualizado a 31 de diciembre de 2000. Desde entonces, las nuevas inversiones se han retribuido a partir de la fórmula paramétrica establecida en dicha orden cuyos coeficientes se calcularon considerando un reparto 60/40 entre CAPEX y OPEX, con unas economías de escala significativas para los OPEX (los OPEX incrementales se establecieron en un 30% de los OPEX medios, mientras los CAPEX incrementales se consideraron iguales a los medios). En la reforma del marco retributivo de la distribución de gas llevada a cabo 2014 (por el Real Decreto-ley 8/2014 posteriormente tramitado como Ley 18/2014), se modificaron los coeficientes de la fórmula paramétrica sin que se identificasen los supuestos considerados para obtener dichos valores y, en particular, la tasa de retribución financiera considerada en el cálculo de dichos valores unitarios. Por consiguiente, no es sencillo valorar el impacto económico de la tasa de retribución propuesta para la distribución de gas. En todo caso, si se tiene en cuenta que el inmovilizado neto de las instalaciones técnicas de gas natural se

⁴⁰ En estos términos se expresó la CNMC en la página 93 de su «Informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de transporte del sector gasista (2013-2016), en el que señala que se *«considera necesario que de cara al siguiente periodo regulatorio, se revise el marco retributivo de la actividad de transporte de gas, y en particular la tasa de retribución financiera que aplica a esta actividad para adecuarla a los mencionados principios establecidos en la Ley 18/2014, y todo ello, con el objeto de alcanzar el adecuado equilibrio económico-financiero del sistema gasista, y en beneficio de los consumidores. Dicha tasa de retribución financiera debería establecerse de acuerdo con una metodología basada en el coste de los recursos propios y ajenos de las empresas que desarrollan esta actividad, y hará necesaria una revisión del esquema actual»*. Informe INF/DE/118/18 aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 20 de septiembre de 2018.

⁴¹ Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

situó en 4.807 millones de euros en 2015⁴², la diferencia entre aplicar un 6,77% y un 5,83% a dicho inmovilizado es de 45 millones de euros. Alternativamente si se cuantificase el impacto hipotético de considerar un 6,77% sobre el inmovilizado bruto actualizado frente a un 5,83% sobre el inmovilizado neto contable, el impacto sería superior.

10.2 Impacto sobre la competencia.

Esta Circular no tiene efectos sobre la competencia ni sobre la unidad de mercado.

10.3 Otros impactos.

Esta Circular no tiene impacto en los presupuestos Generales del Estado ni en lo referente a ingresos y gastos públicos. La propuesta no presenta impactos por razón de género. Asimismo, ha de señalarse que la misma tiene impacto nulo en la infancia, en la adolescencia, así como en la familia.

No se introduce ninguna carga administrativa. A los objetos de realizar los cálculos necesarios para determinar los parámetros de la fórmula del WACC, se utiliza la información ya disponible en la CNMC, a través del terminal Bloomberg principalmente.

10.4 Análisis coste-beneficio.

La implantación de la Circular proporcionará estabilidad regulatoria y seguridad jurídica, al definir la tasa de retribución financiera mediante una metodología basada en el WACC, tanto para las empresas que realizan las actividades reguladas, como para los consumidores.

⁴² Valores recogidos en el cuadro 6 y cuadro 8 del Informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de distribución del sector gasista (2013-2015), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 21 de junio de 2017 (INF/DE/091/17).

11 CONCLUSIONES

Esta circular establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, transporte y regasificación de gas natural, y distribución de gas natural, para el segundo periodo regulatorio (2020-2025 en el sector eléctrico y 2021-2026 en el sector gasista), así como los valores que resultan de la aplicación de dicha metodología.

La principal novedad consiste en establecer una metodología explícita para el cálculo de la tasa de retribución financiera, basada en el WACC (Weighted Average Cost of Capital o Coste Medio Ponderado de Capital), que es una metodología consistente, reproducible y ampliamente utilizada entre los reguladores europeos para el cálculo de la tasa de retribución de las actividades reguladas del sector eléctrico y del sector del gas natural.

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.

Supone una diferencia sustancial con respecto a la tasa de retribución financiera que ha venido siendo aplicable en el primer periodo regulatorio, que estaba basada en el valor del rendimiento del bono del Estado español a 10 años más un diferencial, sin que dicho diferencial estuviese basado en una metodología de cálculo determinada.

Además, como novedad sustancial, se establece una tasa de retribución financiera para determinados activos afectos a la actividad de distribución de gas natural, que será aplicable en los términos que se establecen en la circular normativa por la que se establece la metodología de retribución de dicha actividad.

