

**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA
PROPUESTA DE CIRCULAR X/2025 DE LA
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS
Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE
ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL
CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA
ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

REF. CIR/DE/006/24

Fecha 29 de octubre de 2025

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. OBJETO	5
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	7
3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR	9
3.1. Valoración de la implementación de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre y oportunidad de modificación de la metodología retributiva	10
3.2. Cumplimiento de la propuesta de Circular de los principios de seguridad jurídica, proporcionalidad, necesidad y eficacia.....	15
4. CONTENIDO Y ASPECTOS PRINCIPALES DE LA CIRCULAR	17
4.1. Estructura de la circular	17
4.2. Aspectos más relevantes de la circular.....	18
4.2.1. Introducción de un esquema de sostenibilidad económica.....	18
4.2.2. Aplicación del modelo TOTEX.....	43
4.2.3. Establecimiento de un modelo retributivo transitorio para el semiperíodo regulatorio 2026-2028.....	47
4.2.4. Otros aspectos introducidos en la Circular.....	51
4.2.5. Modificaciones relativas al cálculo de los incentivos	59
4.2.6. Presentación, supervisión y control de los planes de inversión	59
4.2.7. Incremento de la penalización relativa a la prudencia financiera	61
5. ANÁLISIS JURÍDICO	62
5.1. Consideraciones Generales	62
5.2. Normas que se verán afectadas por la Circular	63
6. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	63
6.1. Comunicación previa pública.....	63
6.2. Segunda consulta pública específica	63
6.3. Primer trámite de audiencia	67
6.3.1. Alegaciones de carácter general	68
6.3.2. Alegaciones sobre las Inversiones Históricas Sostenibles (IHS)	71
6.3.3. Alegaciones sobre el parámetro de sostenibilidad K.....	73
6.3.4. Alegaciones sobre el límite LR del 3%.....	75
6.3.5. Alegaciones sobre el vector de potencia facturada	75

6.3.6.	Alegaciones sobre el periodo transitorio	76
6.3.7.	Alegaciones sobre el CAPEX	77
6.3.8.	Alegaciones sobre el cumplimiento de los planes de inversión	79
6.3.9.	Alegaciones sobre el OPEX	79
6.3.10.	Alegaciones sobre el término OC relativo a otros costes	83
6.3.11.	Alegaciones sobre la retribución por extensión de vida útil (REVU)	84
6.3.12.	Alegaciones sobre la Disposición Transitoria Cuarta	85
6.3.13.	Alegaciones sobre incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica	86
6.3.14.	Alegaciones sobre el tratamiento de pérdidas no gestionables	89
6.3.15.	Alegaciones sobre el incentivo a la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución.....	89
6.3.16.	Alegaciones sobre otros aspectos.....	93
6.4.	Informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico	96
6.5.	Segundo trámite de audiencia.....	108
6.5.1.	Alegaciones de carácter general	108
6.5.2.	Alegaciones sobre las Inversiones Sostenibles (IS).....	109
6.5.3.	Alegaciones sobre el parámetro de sostenibilidad K.....	110
6.5.4.	Alegaciones sobre el vector de potencia	112
6.5.5.	Alegaciones sobre el cumplimiento de los planes de inversión	113
6.5.6.	Alegaciones sobre el OPEX	114
6.5.7.	Alegaciones sobre el término OC relativo a otros costes	116
6.5.8.	Alegaciones sobre el incentivo a la reducción de pérdidas	117
6.5.9.	Alegaciones sobre el tratamiento de pérdidas no gestionables	120
6.5.10.	Alegaciones sobre el incentivo a la mejora de la calidad.....	121
6.6.	Remisión al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico	122
7.	ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR	122
7.1.	Impacto económico.....	122
7.1.1.	Eliminación del ajuste por valores unitarios que se aplicaba a las inversiones tipo 0 en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.....	122
7.1.2.	Desarrollo de red para nueva capacidad	122
7.1.3.	Impacto de la nueva metodología en la retribución por operación y mantenimiento y otras tareas asociadas a la distribución	124

7.1.4.	Impacto del mecanismo de sostenibilidad.....	125
7.1.5.	Revisión de los incentivos	130
7.2.	Impacto sobre la competencia	142
7.3.	Otros Impactos	143
8.	CONCLUSIONES	143
ANEXO 1.	Parámetros definidos en la propuesta de circular	146
ANEXO 2.	Análisis del impacto en peajes de la propuesta.....	148

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR X/2025 DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

1. OBJETO

El objeto de la presente memoria justificativa es presentar y explicar las novedades introducidas por la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica y que sustituye la Circular 6/2019, de 5 de diciembre. El primer periodo de aplicación de esta Circular será 2026-2031.

Esta circular determina la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, garantizando la adecuada prestación del servicio, incentivando la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, con criterios homogéneos en todo el Estado y al mínimo coste para el sistema, siendo de aplicación a todas aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que desarrollen la actividad de distribución.

Esta circular se dicta conforme las competencias otorgadas a la CNMC por la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en materia de determinación de la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de distribución de energía eléctrica y conforme los principios establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, relativos a las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución.

La propuesta de circular establece una serie de modificaciones con objeto de adaptar la metodología de retribución de la distribución a los cambios derivados del proceso de descarbonización, asegurando el equilibrio entre el desarrollo de infraestructuras, un uso eficiente de las redes existentes y la incorporación de las nuevas funcionalidades que se espera de las mismas asociadas a la digitalización y a las nuevas figuras que emergen en el mercado eléctrico y de un rol cada vez más activo del distribuidor en la operación de la red de distribución. Todo ello conforme los principios generales establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que busca que la regulación del sector eléctrico garantice el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegure la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permita un nivel de competencia efectiva en el sector

eléctrico, dentro de los principios de protección medioambiental propios de una sociedad moderna.

La nueva metodología propuesta prevé una evolución desde el modelo retributivo actual, en el que se abordan por separado las eficiencias asociadas a los costes correspondientes al capital (CAPEX) y aquellos costes correspondientes a la operación y mantenimiento (OPEX), hacia un modelo retributivo de TOTEX (de costes totales), en el que esas eficiencias derivadas de CAPEX y OPEX se abordan de manera conjunta. De esta manera, se busca crear los incentivos adecuados para que las empresas distribuidoras tomen la decisión más eficiente entre CAPEX y OPEX, lo que es de particular relevancia en el contexto actual de descarbonización del sector eléctrico.

Para realizar esta evolución hacia un modelo TOTEX, y habida cuenta de que las decisiones correspondientes al primer semiperiodo regulatorio (2026-2028), referidas a inversiones realizadas entre 2024 y 2026, están en buena parte tomadas, se propone un modelo retributivo transitorio en dicho semiperiodo que permita una adaptación gradual de las decisiones de inversión de las empresas distribuidoras al nuevo modelo.

Asimismo, se contempla la introducción de un esquema para asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema con objeto de garantizar que la inversión en redes se produce de una manera acompasada con el aumento de potencia, favoreciendo la electrificación de la economía, así como una modificación en la retribución de la operación y mantenimiento, respecto al modelo recogido en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

La propuesta de Circular se realiza una vez recibidas las alegaciones de los diferentes agentes a los trámites de audiencia llevados a cabo a través del Consejo Consultivo de Electricidad y la consulta pública publicada en la página web de la CNMC, a la propuesta de metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo regulatorio 2026-2031, abierta por la CNMC entre el 4 de julio de 2025 y el 7 de agosto de 2025. Asimismo, se recogen las alegaciones formuladas en el segundo trámite de audiencia efectuado que finalizó el pasado 22 de octubre de 2025.

No se incluye en la presente propuesta el tratamiento del régimen económico de los pagos por los derechos por acometidas, enganches, verificaciones y actuaciones sobre los equipos de control y medida, ni el de los pagos por los estudios de acceso y conexión a las redes de distribución, que serán tratados de manera diferenciada en otro proyecto normativo.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece en su artículo 14.8, según la redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que *“las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico”*.

En este sentido, puesto que la actividad de distribución tiene carácter de monopolio natural, es necesario que la metodología retributiva establezca herramientas que introduzcan eficiencia, tanto en la construcción de las infraestructuras, como en la operación y mantenimiento de las redes y en la conexión de la producción y la demanda.

Por otro lado, la misma Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 14.8, según la redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que *“las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico, según lo dispuesto en el artículo 1.1”*.

En lo que se refiere a las actividades con retribución regulada, la citada Ley establece los principios y criterios para el establecimiento de los regímenes retributivos, para los que se deben considerar los costes necesarios para realizar la actividad por parte de una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. Con ello, se pretende la obtención de rentabilidades adecuadas en relación con el riesgo de la actividad.

La Ley 7/2021, de 20 de mayo, de *cambio climático y transición energética*, modificó la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, *del Sector Eléctrico*, con un nuevo apartado 8.bis en el artículo 14, estableciendo que las metodologías de retribución deberán contemplar incentivos económicos, que podrán tener signo positivo o negativo, para la mejora de la disponibilidad de las instalaciones, para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado a fin de disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos.

Por otro lado, 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, establece en su artículo 7.1.g) que es función de la

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de distribución de energía eléctrica conforme las orientaciones de política energética.

En virtud de dichas competencias, se publicó la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, aplicable a partir de la retribución del periodo regulatorio 2020-2025.

Si bien la metodología adoptada en la referida Circular 6/2019, de 5 de diciembre, era continuista con la metodología anterior, establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se introdujeron determinados aspectos que, con base en la experiencia acumulada, requerían una modificación, tales como la inclusión de un reparto equitativo de las mejoras de eficiencia entre empresas distribuidoras y consumidores, la unificación de las entregas de información en una única circular informativa¹ o la flexibilidad en la capacidad de gestión de las empresas distribuidoras, permitiéndoles la toma de las decisiones más eficientes en la operación y mantenimiento² sin que se vean dirigidas por la formulación del modelo, entre otras.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la retribución de la actividad de distribución se determinará por periodos regulatorios de seis años de duración. Dado que el periodo regulatorio de aplicación de la referida Circular 6/2019, de 5 de diciembre, abarca los ejercicios 2020 a 2025, corresponde establecer la metodología de aplicación a la retribución de la distribución para el periodo regulatorio 2026-2031.

¹ Aspecto que se concretó con la publicación de la [Circular informativa 8/2021](#), de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad.

² Se incorporó el componente COMGES en la Circular 6/2019 de la CNMC que se refiere al componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución eléctrica. Engloba la retribución por operación y mantenimiento y la retribución de otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas, que no sean ni inversiones en digitalización y automatización de redes, ni despachos ni terrenos, puestos en servicio desde el año 2015 hasta el año n-2"

Por ello, el 17 de enero de 2024 la CNMC publicó en su página web el calendario de circulares de carácter normativo cuya tramitación se iniciaría en el año 2024. Más tarde, el 19 de abril de 2024 se publicó una actualización del calendario para añadir otras circulares normativas que la CNMC preveía tramitar dicho año. En el citado calendario se identifica de manera expresa la necesidad, descripción y objetivos de las nuevas circulares y se dio a los agentes la posibilidad de aportar consideraciones previas a partir de la publicación en la página web.

Posteriormente, entre el 9 de mayo de 2024 hasta 24 de julio de 2024 se realizó por parte de la CNMC una consulta pública específica para la revisión de la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo regulatorio 2026-2031, en la que se identificaron diferentes retos a abordar en este nuevo periodo regulatorio respecto a los del periodo regulatorio anterior.

3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR

Como se ha expuesto anteriormente, la CNMC, en el ejercicio de sus competencias en materia de establecimiento mediante Circular de la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, aprobó la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, aplicable a partir de la retribución del ejercicio 2020.

Tal como establece el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la metodología de retribución de la actividad de distribución se determinará por periodos regulatorios de seis años de duración. Si no se lleva a cabo la revisión de los parámetros retributivos antes del comienzo del periodo regulatorio (en este caso, antes del 1 de enero de 2026), éstos se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio, según establece el citado precepto.

En tanto que el primer periodo regulatorio regulado por la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, abarca los ejercicios 2020 a 2025, debe llevarse a cabo una revisión de la metodología a aplicar a partir del año 2026, lo que sustenta la necesidad de la presente propuesta de circular.

3.1. Valoración de la implementación de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre y oportunidad de modificación de la metodología retributiva

Como se ha indicado anteriormente, la metodología adoptada en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, introdujo determinados aspectos para dotar de una mayor eficiencia a la actividad de distribución, como la inclusión de un reparto equitativo de las mejoras de eficiencia entre empresas distribuidoras y consumidores, la unificación de las entregas de información en una única circular informativa³ o la flexibilidad en la capacidad de gestión de las empresas distribuidoras, permitiéndoles la toma de las decisiones más eficientes sin que se vieran dirigidas por la formulación del modelo, entre otras.

No obstante, debe tenerse en cuenta el contexto actual de transición hacia una economía descarbonizada que, en el ámbito particular de las redes eléctricas, supone su adaptación a retos como la integración de las energías renovables, la electrificación de sectores como la movilidad o la participación de recursos flexibles, todo ello, con la finalidad de promover una gestión eficiente de la capacidad existente y de las nuevas inversiones.

Asimismo, esta transición supone también continuar el proceso de transformación hacia unas redes cada vez más inteligentes, digitales, supervisadas y operadas por los gestores de la red en tiempo real, controlables a distancia y ciberseguras, aspectos que ya fueron considerados en la metodología retributiva actualmente vigente, lo que ha permitido que las redes eléctricas españolas se sitúen a la vanguardia en muchos de estos aspectos, respecto a otros países de nuestro entorno.

Se trata por tanto de un cambio en el rol de las redes de distribución que tiene impacto en el régimen retributivo de las mismas. Así, en el ámbito europeo, diferentes iniciativas legislativas como el paquete legislativo "*Fit for 55*"⁴ o el plan REPower EU⁵ destacan la necesidad de soluciones eficaces a implementar en redes eléctricas durante esta década para impulsar sistemas descentralizados y

³ Aspecto que se concretó con la publicación de la [Circular informativa 8/2021](#), de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad.

⁴ [Fit for 55 - Consilium](#)

⁵ [EUR-Lex - 52022DC0230 - EN - EUR-Lex](#)

flexibles. Por su parte, la Comisión Europea, en su Plan de Acción de la UE para las Redes⁶, publicado en noviembre de 2023, destaca el papel fundamental de las redes eléctricas en el proceso de transición limpia en la que se encuentra actualmente inmerso el sector energético. En particular, en dicha Comunicación se destaca que las redes de distribución están obligadas a crecer y a cambiar para conectar grandes cantidades de generación descentralizada de energías renovables, así como nueva demanda, demanda flexible y demanda para movilidad.

Por su parte, en el ámbito europeo, la Directiva (UE) 2019/944, de 5 de junio de 2019, del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE recoge en su artículo 32 diferentes medidas para incentivar el uso de la flexibilidad en las redes de distribución de tal manera que se tenga en cuenta, tanto a la hora de incrementar o sustituir la capacidad eléctrica, como en los planes de desarrollo de la red de distribución.

Asimismo, en lo relativo al desarrollo de la red de distribución, la Directiva establece que *“El plan de desarrollo de la red también incluirá la utilización de la respuesta de demanda, de la eficiencia energética, de las instalaciones de almacenamiento de energía o de otros recursos que el gestor de la red de distribución esté utilizando como **alternativa a la expansión de la red**”*.

Por tanto, a la hora de dar respuesta a las necesidades tanto de la demanda como de la generación, deben considerarse las diferentes alternativas existentes.

A modo de ejemplo, el artículo 42 de la Directiva, establece la **posibilidad de ofrecer conexiones sujetas a limitaciones operativas** para garantizar la eficiencia económica de nuevas instalaciones generadoras o instalaciones de almacenamiento de energía, siempre que dichas limitaciones hayan sido aprobadas por la autoridad reguladora.

Un avance relevante en la regulación de estas figuras será el futuro Código de Red de Respuesta de la Demanda⁷, que se ha sido enviado el pasado 7 de marzo

⁶ [IMMC.COM%282023%29757%20final.SPA.xhtml.1_ES_ACT_part1_v2.docx](#)

⁷ ACER Recommendation 01-2025 on reasoned proposal for the establishment of the network code on demand response:

de 2025 por parte de ACER a la Comisión Europea. En dicho texto se abordan, entre otros, los impactos de la respuesta de la demanda en los planes de desarrollo de red de distribución o en la coordinación entre gestores de red.

Sin embargo, tal como ha señalado el Consejo Europeo de Reguladores Energéticos (CEER) en su documento sobre marcos regulatorios de mayo de 2025⁸, los **operadores de red pueden no tener los incentivos suficientes para utilizar esta flexibilidad potencial debido a los sesgos en favor del CAPEX** que pueden estar incorporados en los marcos regulatorios. Estos sesgos tenderían a favorecer soluciones intensivas en CAPEX sobre otras, innovadoras, más intensivas en OPEX, lo que daría lugar a decisiones no eficientes por parte de los gestores de red.

En distintos regímenes regulatorios europeos, al igual que se ha seguido en la metodología prevista de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, el CAPEX y el OPEX suelen tratarse de forma diferente desde una perspectiva regulatoria⁹:

- Al OPEX suele aplicarse una regulación basada en incentivos, esperando que la empresa regulada mejore la eficiencia de sus operaciones según un factor predefinido (el «factor X» en el enfoque «RPI-X¹⁰», el más común). Si la empresa regulada supera el objetivo de eficiencia predefinido, puede obtener mayores márgenes; sin embargo, siempre corre el riesgo de un rendimiento inferior y, por lo tanto, márgenes menores o negativos.
- En cambio, al CAPEX se le suele aplicar una regulación de tasa de retorno lo que implica que, una vez que el regulador aprueba la nueva inversión y se incluye en la Base Regulatoria de Activos (RAB), la empresa regulada

https://www.acer.europa.eu/documents/search?search_api_fulltext=ACER%20Recommendation%2001-2025%20

⁸ CEER Paper on Incentives in Regulatory Frameworks with a Focus on OPEX/CAPEX Neutrality [CEER-Paper-on-incentives-in-regulatory-frameworks-with-a-focus-on-OPEX-CAPEX-neutrality.pdf](#)

⁹ Florence School of Regulation (2023) *Benefit-based incentive regulation to promote efficiency and innovation in addressing system needs*:

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Infrastructure/Documents/Benefit_based_regulation_2023.pdf

¹⁰ El enfoque «RPI-X» es un modelo de regulación por incentivos que se aplica habitualmente al OPEX, RPI es el Índice de precios al consumo (Retail Price Index), que refleja la inflación y X es el Factor de eficiencia que representa el ahorro esperado en costes operativos.

tiene garantizada la recuperación de la inversión, incluyendo una rentabilidad adecuada del capital invertido.

Así, CEER ha señalado que la neutralidad tecnológica es esencial para asegurar que los operadores de red elijan las soluciones más eficientes, independientemente de si se basan en CAPEX u OPEX y, por ello, propone diferentes soluciones regulatorias (TOTEX, benchmarking, capitalización del OPEX, FOCS¹¹ o regulación basada en resultados). Asimismo, se indica que los modelos TOTEX ya adoptados por diferentes países estudiados¹² reducen el sesgo de la regulación híbrida¹³.

Se trata de una cuestión particularmente relevante en el contexto actual, en el que el rol de las redes de distribución está experimentando un proceso de adaptación a una realidad donde elementos como la flexibilidad y la digitalización toman un papel cada vez más relevante.

En este sentido, CEER¹⁴ ha reconocido las ventajas del modelo TOTEX, ya que incentiva a las empresas a elegir la combinación más eficiente de recursos para lograr varios objetivos regulatorios, que podrían ser soluciones innovadoras menos intensivas en capital (mayor OPEX a corto plazo) en lugar de inversiones en la red.

Asimismo, la nueva redacción dada por Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de junio de 2024 por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión incluye un artículo 18.2 en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad, indicando que “*Las metodologías de fijación de tarifas deberán: a) Reflejar los*

¹¹ Fixed OPEX/CAPEX Share

¹² Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023. Incentive Regulation and Benchmarking. Ref: C23-IRB-70-03; <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/RFR23-Main-report.pdf>

¹³ Definido por CEER como el sesgo en favor del CAPEX que resulta en aquella regulación en que CAPEX y OPEX se tratan bajo diferentes regímenes regulatorios o con diferentes niveles de incentivos.

¹⁴ CEER (2018), *Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation, Conclusion Paper*, Ref: C17-DS-37-05 <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/CEER-Conclusions-Paper-on-Incentives-Schemes-for-Regulating-DSOs.pdf>

costes fijos de los gestores de redes de transporte y de los gestores de redes de distribución y tener en cuenta tanto los gastos de capital como los gastos operativos, a fin de proporcionar a dichos gestores incentivos adecuados tanto a corto como a largo plazo, incluida la inversión anticipatoria, para aumentar la eficiencia, en particular la eficiencia energética [...]”.

A la luz de lo anterior, la presente circular propone la evolución del modelo retributivo actual, en el que se tratan de manera diferente aquellos costes relacionados con el CAPEX y los relacionados con el OPEX hacia un modelo de TOTEX, en el que CAPEX y OPEX, se abordan de manera conjunta. El objetivo de esta evolución es la creación de incentivos adecuados para que las empresas distribuidoras tomen la decisión más eficiente entre CAPEX y OPEX, lo que es de particular relevancia en el contexto actual de descarbonización del sector eléctrico, un proceso en el cual se va a producir un incremento relevante de los gastos en OPEX en la gestión de las redes de distribución.

No obstante, este cambio de modelo debe considerarse teniendo en cuenta el contexto de toma de decisiones ya llevadas a cabo por los gestores de red de distribución. Así, a los efectos de una implantación progresiva, cabe tener en consideración que la retribución correspondiente al primer semiperiodo regulatorio 2026-2028 se refiere a inversiones llevadas a cabo entre el 1 de enero de 2024 y 31 de diciembre de 2026. Por ello, se propone en esta circular el establecimiento de un periodo transitorio que permita que las decisiones relativas a la gestión de redes de las empresas distribuidoras se adapten de manera gradual al nuevo modelo. Así, durante ese primer semiperiodo regulatorio, las inversiones puestas en servicio en los años 2024 y 2025 serán retribuidas en los ejercicios 2026 y 2027 según costes auditados, conforme la metodología actual. Con respecto a la regulación vigente de la retribución de las inversiones, se han modificado algunos aspectos adicionales que se detallan en el apartado 4.2. Entre los más relevantes, cabe citar la eliminación del contraste con costes unitarios al final del primer semiperiodo. Esta decisión se toma en tanto que el contraste con costes unitarios, cuyo impacto se prevé limitado, no aplica de manera uniforme a todas las inversiones, lo que pudiera haber llevado a decisiones de inversión menos eficientes.

Asimismo, se acomete un proceso de simplificación de los parámetros utilizados para la retribución de los costes de gestión y operación. Así, se propone una unificación de los distintos conceptos retributivos de operación y mantenimiento existentes en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, que pasan a retribuirse de manera agrupada. Se busca con este cambio evitar posibles duplicidades en el reconocimiento de costes, que han supuesto una complejidad elevada en el

proceso de supervisión de la información aportada en el marco de la citada Circular, así como avanzar en la simplificación del procedimiento.

También la implementación de los incentivos previstos en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, aconseja una revisión que simplifique la metodología y que permita a las empresas distribuidoras una previsión de cálculo de dicho incentivo. Para ello, entre otros aspectos, se ha eliminado el carácter neutro para el sistema.

Asimismo, con respecto al marco actual, se considera necesario dotar al marco de la retribución de la distribución de un esquema de sostenibilidad económica, que compatibilice las inversiones necesarias en las redes como resultado del proceso de electrificación de la economía con el objetivo de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico establecido en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Este esquema es particularmente relevante en este proceso de transición, con el fin de asegurar que el desarrollo de las redes no compromete los objetivos de la descarbonización, sino que se convierte en un facilitador de los mismos, incentivando un desarrollo eficiente de la red.

3.2. Cumplimiento de la propuesta de Circular de los principios de seguridad jurídica, proporcionalidad, necesidad y eficacia

El Plan de Actuación de la CNMC para 2025¹⁵, recogido en el artículo 39 de la Ley 3/2013, prevé la revisión por parte de la CNMC de las metodologías de cálculo de la retribución de las redes y la metodología de peajes incluyendo la tasa de retribución financiera.

Esta Circular cumple con esta previsión y se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia en tanto que la Circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que se persiguen.

¹⁵ [Plan_Act_2025_web_.pdf](#)

En particular, se cumplen los principios de necesidad y eficacia, al preverse en desarrollo de la Ley 3/2013 la competencia de la CNMC para la aprobación de la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de distribución de energía eléctrica. Dicha norma establece que el ejercicio de dicha competencia se realice mediante circular, dictadas de conformidad con el artículo 30 d) de la Ley 3/2013, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación.

Asimismo, en cuanto a la necesidad, en tanto que finaliza el periodo regulatorio en 2025, es necesaria la aprobación de la nueva metodología para el nuevo periodo regulatorio 2026-2031, así como los parámetros a emplear en dicho periodo. Todo ello, considerando los aspectos más relevantes de mejora que llevan a la necesidad de la modificación de la metodología retributiva, que se han relacionado en el apartado anterior. De no llevarse a cabo la aprobación de esta Circular antes del 1 de enero de 2026, se prorrogará la vigencia de la Circular 6/2019, de conformidad con lo previsto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 16 de diciembre.

Por otro lado, se cumple el principio de proporcionalidad, al llevar a cabo el desarrollo normativo de los aspectos atribuidos a la CNMC en materia de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica prevista en la Ley 3/2013 y en la Ley 24/2013.

Igualmente, resulta satisfecho también el principio de seguridad jurídica, dado que la circular es coherente con el resto del ordenamiento jurídico, nacional y de la Unión Europea.

Esta circular cumple el principio de transparencia en la medida en que su propuesta es sometida a trámite de audiencia, tanto del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico como de los sujetos del sector a través del Consejo Consultivo de Electricidad, y a todos los agentes al ser publicada en la página web de este Organismo. Asimismo, se ha otorgado un segundo trámite de audiencia a la vista de las modificaciones introducidas en el proyecto. Finalmente, ha tenido lugar una amplia consulta pública específica identificando los retos que debían ser abordados en el nuevo período regulatorio, de cara a la modificación de la metodología vigente.

Finalmente, el principio de eficiencia se satisface en la medida en que no introduce cargas administrativas innecesarias o accesorias.

4. CONTENIDO Y ASPECTOS PRINCIPALES DE LA CIRCULAR

4.1. Estructura de la circular

La circular propuesta se estructura en siete capítulos, que abarcan los siguientes aspectos:

- Capítulo I: establece las disposiciones generales que describen el objeto de la circular, su ámbito de aplicación, los criterios generales de retribución de la actividad de distribución y los periodos regulatorios de aplicación.
- Capítulo II: describe el detalle de la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución.
- Capítulo III: establece los criterios relativos a los planes de inversión de las empresas distribuidoras a efectos de la retribución de las actividades reguladas.
- Capítulo IV: establece principios generales relativos a la información que deben aportar las empresas distribuidoras para el cálculo retributivo.
- Capítulo V: recoge la metodología de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica.
- Capítulo VI: establece la metodología de cálculo del incentivo o penalización a la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución.
- Capítulo VII: este capítulo establece, por un lado, un ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades y, por otro, un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de los activos de red de distribución, estableciéndose una penalización económica para las empresas cuyas ratios se sitúen fuera de los rangos de valores recomendables. Ambos ajustes son continuistas con la metodología actualmente vigente. En relación con la prudencia financiera, posteriormente se establecerá por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para cada año del periodo regulatorio, el valor del índice global de ratios y la penalización relativa a la prudencia financiera de las empresas que realizan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución de gas natural.

Asimismo, la circular incluye 11 disposiciones adicionales, que pretenden regular un periodo transitorio para el inicio de la aplicación de la nueva metodología TOTEX, todo ello para asegurar una implementación gradual de las modificaciones introducidas respecto al modelo anterior, previsto en la Circular

6/2019, de 5 de diciembre. Por otro lado, varias disposiciones fijan, para el periodo regulatorio 2026-2031, determinados parámetros referentes al incentivo de reducción de pérdidas y al incentivo de mejora de calidad. Adicionalmente, una de las disposiciones adicionales se refiere a la aplicación gradual de la penalización por prudencia financiera, indicando que para los tres primeros años del periodo regulatorio 2026-2031, no podrá exceder, en ningún caso, el 1% de la retribución anual reconocida al titular de activos de red. Por otro lado, esta circular incorpora cuatro disposiciones transitorias, que establecen las condiciones aplicables a los siguientes aspectos:

- la cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de los activos en actividades diferentes a la distribución.
- las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2026.
- la utilización de la metodología establecida en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, para fijar ciertos parámetros definidos en la Circular.
- la adaptación en el segundo semiperiodo al nuevo modelo TOTEX, para empresas con menos de 10.000 clientes conectados a sus redes.

Finalmente, esta circular contiene una disposición derogatoria única y una disposición final única.

La circular a su vez incluye 2 anexos que determinan los criterios correspondientes a los siguientes aspectos:

- Anexo 1. Tipologías de inversión en instalaciones de distribución cuya puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2023.
- Anexo 2. Centros de coste considerados en la retribución por Operación y Mantenimiento

4.2. Aspectos más relevantes de la circular

A continuación, se identifican las cuestiones más importantes de la propuesta de circular.

4.2.1. Introducción de un esquema de sostenibilidad económica

El artículo 14 de la Ley 24/2013, de 16 de diciembre, establece en su punto 2 que la retribución de las actividades se establecerá con criterios que, entre otros, incentiven la mejora de la eficacia de la gestión y la eficiencia económica. En su punto 8 establece que las metodologías de retribución se establecerán atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las

instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico, y en su punto 8.bis, que las metodologías de retribución deberán incorporar incentivos económicos, que podrán tener signo positivo o negativo, para la mejora de la disponibilidad de las instalaciones, para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado a fin de disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos.

Por lo tanto, la metodología de retribución de la distribución eléctrica debe incentivar la eficacia de la gestión y la eficiencia económica y promover la realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico, pudiendo utilizar para ello incentivos económicos, que pueden tener signo positivo o negativo. Los incentivos pueden incorporarse de forma explícita en la metodología de retribución, tal y como ocurre con el incentivo a la reducción de pérdidas y el incentivo a la mejora de la calidad de suministro, o de forma implícita, como es el caso del incentivo al desarrollo de demanda, que se ha introducido mediante la incorporación de un mecanismo de sostenibilidad embebido en la propia metodología de cálculo de la retribución.

Este mecanismo conlleva la obtención de una mayor retribución cuando las empresas distribuidoras realizan su actividad orientando parte de sus gastos en operación y mantenimiento (OPEX) y parte de sus inversiones (CAPEX), a lograr la mayor incorporación de potencia posible al menor coste posible para el sistema. Esto incluye la realización de las actuaciones necesarias para maximizar el aprovechamiento de la red existente, la mejora de los procesos de acceso y conexión, así como la planificación y ejecución de las inversiones necesarias para incorporar nueva demanda y en consecuencia nueva potencia.

En el próximo periodo regulatorio 2026-2031 se considera esencial que la metodología de retribución de la distribución eléctrica incorpore un incentivo al desarrollo de demanda. Acompasar la realización de las inversiones necesarias con el crecimiento de la demanda es esencial para mantener la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, y asegurar que la señal de precio para fomentar la electrificación de la economía, no se vea penalizada.

Este enfoque se enmarca en las políticas acordadas en el seno de la Unión Europea (UE), que apuesta por alcanzar un sistema energético sostenible que permita compaginar el crecimiento económico y la competitividad¹⁶.

La flexibilidad que da esta medida a los distribuidores constituye una alternativa real a la expansión de red que reducirá los costes globales del sistema mediante

¹⁶ Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. action plan for affordable energy.

soluciones alternativas, cuando sean más eficaces para asegurar la conexión de nueva demanda. En resumen, a contribuir a un desarrollo más eficiente de la red.

De esta forma, el modelo de retribución propuesto se alinea con el objetivo previsto en el artículo 14.3 de la Ley 24/2013, de 16 de diciembre, que establece que para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.

A su vez, el crecimiento de la demanda posibilitará la incorporación de mayor volumen de generación renovable, lo que resulta esencial para lograr los objetivos asociados al proceso de transición energética.

Como se ha indicado, la presente propuesta de circular establece una evolución hacia un modelo retributivo tipo TOTEX, en el que los costes asociados a CAPEX y OPEX se consideran de modo conjunto.

Para ello, se elimina el ajuste por valores unitarios empleado en la metodología de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, que se aplicaba a las inversiones tipo 0, aspecto que se justifica en detalle en el apartado 4.2.3.1.

Como sustitución de dicho ajuste, y sin afectar a la retribución de la inversión de los activos puestos en marcha antes de 2026, la metodología introduce un término de **sostenibilidad al final del primer semiperiodo y la construcción de una senda de referencia sostenible para el segundo semiperiodo**, en función de la inversión que se realice cada año por encima de la inversión sostenible (IS), frente a los incrementos de potencia registrados en la red de cada empresa distribuidora.

En este contexto, se define como inversión sostenible (IS) aquella realizada por las empresas distribuidoras que resulte necesaria para el desarrollo de su actividad, sin que requiera un incremento de la potencia adscrita a los derechos de extensión a efectos de su reconocimiento retributivo, y que, por tanto, representa el nivel de inversión que la empresa distribuidora puede llevar a cabo, ya sea para **invertir en nuevos activos o en el mantenimiento y mejora de los existentes**, en el caso de que no haya incrementos de potencia.

Este esquema se considera fundamental en el escenario actual, en el que se requiere contar con precios asequibles para el consumidor que faciliten la electrificación, de forma que, por un lado, se alcancen los objetivos medioambientales previstos en el PNIEC y, por otro, se asegure la competitividad de la industria.

Este esquema de sostenibilidad se articula en torno a dos puntos:

- Por un lado, se toma en consideración el nivel de **inversiones admisibles sin potencia**, que se corresponde con el 80% del 0,13% del PIB para el conjunto de la actividad, para el periodo regulatorio. Este importe se repartirá entre las empresas distribuidoras de forma proporcional a la retribución del ejercicio anterior o, en su defecto, a la última retribución aprobada. Dicho valor representa las inversiones medias que permiten asegurar dicha sostenibilidad del sistema, según se detalla en el apartado siguiente.
- Adicionalmente, las **inversiones que se realicen por encima de ese nivel se valorarán en relación con el incremento de potencia**. A partir de esta relación se construye una referencia de retribución a la inversión, teniendo en cuenta el incremento de potencia registrado en la red de cada empresa distribuidora, que se contrastará con la retribución de las inversiones realmente realizadas.

Cuando las inversiones se encuentren por encima de la senda de inversión prevista para un incremento de potencia determinado, se aplicará una **penalización por una eficiencia inferior** a la esperable, mientras que cuando se encuentren por debajo, se aplicará una **bonificación por una eficiencia superior** a la prevista.

El hecho de que las inversiones por encima de dicho umbral **deban estar acompañadas por un incremento de potencia se justifica por el hecho de que las mismas** suponen un impacto en la retribución que debe ser financiado mediante peajes por los consumidores, por lo que el mecanismo previsto asegura un avance acompasado de inversiones y demanda, tal que no ponga en riesgo los objetivos de electrificación de la demanda.

Es preciso destacar que antes de establecer este esquema de sostenibilidad, se han analizado diferentes alternativas que finalmente han sido descartadas por considerarse menos adecuadas, que se citan a continuación:

- Establecer la retribución de referencia de las inversiones a partir de la relación, en un periodo previo, entre el CAPEX y la potencia. Esta opción presenta la desventaja de que el CAPEX tiene una senda creciente incluso con un volumen de inversiones significativamente inferior al habitual. Esta situación es motivada por la existencia de un inmovilizado bruto retribuable base realizado con anterioridad a 2025 (que representa un importe significativo frente al importe total de inversiones) y que se amortiza lentamente. Por tanto, construir una senda de esta forma, implicaría fijar a las empresas una referencia que les penalizaría con carácter general. La misma conclusión se obtiene al establecer la

retribución de referencia de las inversiones a partir de la relación, en un periodo previo, entre el inmovilizado bruto retribuable de las inversiones y la potencia.

- Por otro lado, también se ha valorado la posibilidad de incluir incentivos que indirectamente estuvieran relacionados con la sostenibilidad económica, vinculados, por ejemplo, al porcentaje de permisos de acceso y conexión a la red concedidos por una distribuidora con respecto al de solicitados. En este caso, se ha considerado que este incentivo no estaría reflejando realmente un esquema de sostenibilidad, en tanto que no puede descartarse que algunos de los accesos concedidos finalmente no lleguen a conectarse, dado su nivel de inmadurez, tal y como se justifica en el apartado 7.1.2.
- Asimismo, en línea con el incentivo propuesto por el regulador portugués¹⁷, se ha valorado la posibilidad de incentivar el otorgamiento por parte de las distribuidoras de accesos flexibles a la red. A este respecto, se considera que el esquema de sostenibilidad propuesto en esta Circular es más amplio y ya recogería este incentivo en tanto que la empresa que facilitara la contratación de estos accesos, obtendría una mayor bonificación, registrándose un aumento de la potencia contratada con inversiones probablemente menos significativas. En cualquier caso, cabe recordar que la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, por la que se establece la metodología y las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica, exige que los distribuidores ofrezcan esta opción siempre que no exista capacidad de acceso en las condiciones solicitadas, siendo la CNMC quién realizará la supervisión del cumplimiento de esta obligación¹⁸.

¹⁷ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-134/>

¹⁸ La Circular 1/2024, de 27 de septiembre, contempla que las instalaciones de demanda puedan optar por solicitar un acceso flexible, lo que permitirá un mayor uso de la red y favorecer la electrificación de la demanda incluso en los puntos de la red con menos capacidad disponible. Artículo 3. “La capacidad de acceso flexible es aquella en la que los requisitos correspondientes a la potencia firme u ordinaria no se cumplen en su totalidad, porque no se garantiza el suministro en todas las horas del año, dado que no se cumple algún criterio específico como resultado del análisis de la capacidad, según lo establecido en esta circular.” Se encuentra también en tramitación la propuesta de resolución por la que se establecen los formatos para la publicación de las capacidades de acceso para instalaciones de generación y de demanda de energía eléctrica por parte de los gestores de la red (RDC/DE/001/25), que facilitará la supervisión de las actuaciones de los gestores de la red.

Por tanto, el modelo propuesto pretende incentivar el uso de la red existente con un enfoque global asociado a los incrementos de potencia efectivos conectados a la red, sin premiar de manera directa el número de accesos flexibles concedidos, que pudieran depender en última instancia de las necesidades de este tipo de accesos por parte de los consumidores o que pudiera distorsionar de manera no eficiente las decisiones de las distribuidoras.

4.2.1.1. *Justificación de la senda de referencia considerada*

En la propuesta de Circular que fue sometida a trámite de audiencia, el término IHS, definido como inversión histórica sostenible, se calculaba con la suma de las amortizaciones en el año n de las inversiones llevadas a cabo por la empresa hasta el último año del semiperiodo regulatorio previo. Representaba las inversiones admisibles en un escenario sin aumento de potencia, que permitían garantizar la sostenibilidad del sistema.

Durante el primer trámite de audiencia, se recibieron alegaciones en relación con la metodología de cálculo de las Inversiones Históricas Sostenibles (IHS), y en relación con su nivel o valor concreto, que se detallan en el apartado 6.3.2.

Algunas alegaciones señalaron que el nivel de inversiones de los últimos años no debe condicionar las inversiones futuras, y sugirieron utilizar el límite máximo de inversión fijado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que ha venido siendo el 0,13% del PIB.

En la misma línea, algunos agentes manifestaron la necesidad de elevar el valor del IHS para realizar inversiones que vienen impuestas por nuevas obligaciones normativas, especialmente en materia de protección de avifauna y medioambiente, así como para incorporar funcionalidades adicionales (automatización, sensorización, ciberseguridad, interoperabilidad) y para el reconocimiento de inversiones anticipatorias. En general, se alegó a favor de que las citadas tipologías de inversiones se reconocieran a través de un incremento en el volumen del IHS, puesto que, atendiendo a su naturaleza, podrían no conllevar incrementos de potencia.

En atención a las alegaciones recibidas, y considerando también el Informe del Ministerio, se procedió a sustituir en la versión sometida a segunda audiencia el IHS para la senda de inversiones admisibles, por una referencia externa a la propia empresa, con la finalidad de desvincular la senda de inversiones admisibles de las inversiones pasadas y no condicionar las inversiones futuras. Al dejar de basarse en datos históricos, pasa a denominarse Inversiones Sostenibles (IS). A nivel sectorial, esta referencia será el 80% del 0,13% del PIB

para el periodo regulatorio. Para calcular el IS de cada empresa, esta cantidad se multiplicará por el coeficiente resultante de dividir la retribución de la empresa entre la retribución de la totalidad de empresas distribuidoras de energía eléctrica, en base a la última resolución aprobada de retribución de la actividad de distribución.

Considerando las alegaciones recibidas en el segundo trámite de audiencia, detalladas en el apartado 6.5.2, se ha procedido a revisar dicho valor teniendo en cuenta un escenario más conservador¹⁹, verificándose que esta referencia sectorial, resultado de aplicar el 80 % del 0,13 % del PIB nacional al conjunto del sector, se sitúa por encima del valor medio del anterior IHS, lo que permite mantener el esfuerzo inversor sin penalizar a aquellas empresas cuyos activos han agotado su vida útil regulatoria.

Tabla 1. Senda IS estimada en función de previsiones de PIB

Año de inversión	2026	2027	2028	2029
PIB anual (M€)	1.754.396	1.821.063	1.886.621	1.952.653
80%*0,13% PIB (M€)	1.825	1.894	1.962	2.031
IHS estimado primera audiencia (M€)	1.685	1.741	1.799	1.859
IHS revisado con mejor información disponible (M€)	1.690	1.747	1.805	1.865

Con respecto a las funcionalidades adicionales u obligaciones medioambientales que los sujetos solicitan que el IS contemple, se señala que estas quedarían recogidas en los importes adicionales que se incorporarían según lo previsto en el apartado siguiente.

Debe señalarse en este sentido que, adicionalmente a las consideraciones indicadas en el apartado siguiente, dicha senda de referencia se verá igualmente

¹⁹ El PIB se ha basado en las últimas previsiones publicadas por el INE en septiembre de 2025¹⁹. El IHS se ha calculado aplicando la metodología prevista en la propuesta de Circular del primer trámite de audiencia actualizando los valores correspondientes de las inversiones de los ejercicios 2021 a 2023 al escenario más conservador (sin descontar ningún tipo de ayuda por las inversiones correspondientes a las subvenciones correspondientes al PRTR), y actualizando los valores de inversión del ejercicio 2020 a la versión de la retribución del ejercicio 2022 disponible en el momento de elaboración de la presente propuesta.

incrementada en el caso de instalaciones existentes que se incorporen a la red de distribución, tal y como se indica en el apartado 6.4.

4.2.1.2. *Consideraciones sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*

Debe destacarse que durante la elaboración de la presente Circular, con fecha 12 de septiembre de 2025²⁰ se ha sometido a trámite de audiencia e información pública el Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que proyecta incrementar el límite máximo de inversión en la red de distribución (0,13% del PIB) en 1.540 millones € anuales, importe que deberá destinarse exclusivamente a un conjunto de inversiones estratégicas que podrán realizar las empresas distribuidoras con cargo a dicho extra límite:

- a) Al menos el 10% en inversiones que tengan por objeto el control de tensión, la incorporación de telemando y telecontrol en instalaciones esenciales para la reposición de servicio o para garantizar la continuidad de suministro, o la mejora de la observabilidad de las instalaciones y/o de la medida y/o de la transparencia de datos (inversiones en digitalización).
- b) Como máximo el 15% en inversiones anticipatorias. El proyecto de Real Decreto las define como aquellas que cumplan todas las condiciones siguientes: su demanda en los 3 años siguientes no esté asegurada; permita conectar demanda en zonas donde la carencia o insuficiencia de la red existente impida el crecimiento de ésta; y tenga un efecto dinamizador en las demandas de la zona en los siguientes 3 años.
- c) Inversiones necesarias para el suministro de demandas con origen en consumos industriales o residenciales.
- d) Inversiones necesarias para la descarbonización del transporte.
- e) Como máximo el 5% en Inversiones para la adaptación de las líneas existentes a la normativa estatal de avifauna.

²⁰ [Audiencia e información pública del proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica](#)

Dentro de éstas, teniendo en cuenta la obligación del Proyecto de Real Decreto que exige a la distribuidora lograr un incremento de permisos de acceso concedidos cuando se realicen inversiones en los apartados c) o d) anteriores, se estima que parte de las inversiones en digitalización del punto a), así como las inversiones anticipatorias del punto b), y las inversiones para la protección de la avifauna del punto e), podrían no conllevar incremento de potencia en el corto plazo. Se ha estimado que estas inversiones podrían representar el 30% del extralímite de inversión de 1.540 millones €, ascendiendo a 462 millones € anuales. El porcentaje del 30% se obtiene sumando el 10% de las inversiones en digitalización, el 15% de inversiones anticipatorias y el 5% de inversiones en relación con la avifauna, previstos en el Proyecto de Real Decreto.

Tabla 2. Categorías de inversiones incluidas en el Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

Millones €	R 2029	R 2030	R 2031
Previsión PIB (M€)	1.821.063	1.886.621	1.952.653
Límite de inversión vigente *	2.367	2.453	2.538
Extralímite de inversión proyectado**	1.540	1.540	1.540
Categorías del extralímite no vinculadas a incrementos de potencia	462	462	462
a) Digitalización (mínimo 10%)	154	154	154
b) Inversiones anticipatorias (máximo 15%)	231	231	231
e) Avifauna (máximo 5%)	77	77	77
Categorías del extralímite vinculadas a incrementos de potencia ***	1.078	1.078	1.078
c) Inversiones para suministro de demandas con origen en consumos industriales o residenciales			
d) Inversiones necesarias para la descarbonización del transporte			

* 0,13% PIB según artículo 16.1 R.D. 1048/2013, de 27 de diciembre

** Disposición adicional segunda Proyecto de R.D. por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

*** Se consideran vinculadas a incrementos de potencia dado que el Proyecto de R.D. establece que las empresas deberán demostrar permisos de acceso otorgados por al menos el 75% del incremento de capacidad de las inversiones.

Para garantizar su realización, en línea con las alegaciones recibidas por parte de los agentes en el trámite de audiencia de la propuesta de Circular y con el Informe del Ministerio sobre la propuesta de Circular, que recoge la necesidad de que ambas normas sean coherentes – el Proyecto de Real Decreto y la Circular- se procede a establecer en la disposición transitoria sobre “*Parámetros retributivos aplicables durante el periodo regulatorio 2026-2031*”, que el nivel del IS se incrementará si se aprueban modificaciones normativas que incrementen el límite de inversión anual a ejecutar por las empresas distribuidoras previsto en

la actualidad, sujeto a la realización de determinadas categorías de inversiones que no estén vinculadas a incrementos de potencia.

En caso de aprobarse el proyecto de Real Decreto en los términos en que ha sido sometido a trámite de audiencia, el nivel del IS se incrementaría para las empresas que hayan ejecutado inversiones con cargo al extra límite de inversión, en un valor igual al valor de inversión previsto que exceda del límite del 0,13% del PIB, siempre que vaya asociado a alguna de las categorías de inversiones que no están asociadas a incrementos de potencia, según el porcentaje previsto para estas categorías en su plan de inversión. En cualquier caso, dicho volumen de inversiones no podrá ser superior a un porcentaje fijo del 30% de las inversiones realmente ejecutadas con cargo a dicho extralímite, si el proyecto de Real Decreto se aprobase en los términos actuales.

El porcentaje fijo concreto podrá ser distinto del 30% si se modifican las categorías de inversiones que no conllevan incremento de potencia, y sus porcentajes mínimo o máximo de representatividad dentro del extralímite de inversión que se apruebe finalmente.

4.2.1.3. Justificación del parámetro de sostenibilidad económica

A efectos de valorar las inversiones adicionales a las inversiones sostenibles, se establece el parámetro de sostenibilidad económica (K_p^i), que permite ajustar la senda de inversión sostenible a futuro en función del incremento de potencia registrada por cada empresa.

En la versión sometida a primer trámite de audiencia este valor se establecía como un parámetro individual por empresa distribuidora, ponderado en un cierto porcentaje con la media del sector, calculado a partir de las inversiones realizadas en los últimos 3 años previos al comienzo del periodo regulatorio. En dicha versión, se contemplaba que el parámetro K_p^i fuera establecido mediante resolución, previo trámite de audiencia, una vez se encontrasen disponibles los valores de potencia que deben tomarse como referencia para el ejercicio 2025, con los mejores valores de inversión disponibles a dicha fecha. El cuadro siguiente muestra los resultados con las estimaciones realizadas en la versión sometida al primer trámite de audiencia, que deberían ser ajustados en la mencionada resolución.

Tabla 3. Estimación del parámetro K para el conjunto del sector en base a inversiones históricas incluida en el primer trámite de audiencia

	Año retributivo		
	2023	2024	2025
IHS (amortización histórica)	1.415 M€	1.463 M€	1.519 M€
Nuevas inversiones (NI)	1.730 M€	2.010 M€	1.968 M€
Diferencia NI - IHS	314 M€	547 M€	448 M€
Potencia	171,03	172,54	174,09
Incremento Potencia	1,51	1,51	1,55
K: (NI - IHS)/ΔPotencia	208,14	362,23	288,78
K promedio de referencia	286,38		

En relación con el valor del parámetro K_p^i estimado, cabe señalar que, si se consideran los datos de potencia a septiembre de 2025 (de acuerdo con los datos de liquidaciones) junto con la previsión de incremento de potencia más actualizada disponible, se obtendría un valor de 234 €/kW.

Este valor podría variar posteriormente de manera significativa una vez se dispusieran de los datos más actualizados en 2026 para la elaboración de la resolución correspondiente.

Por otra parte, dado que los objetivos de política energética en el momento actual, a la vista del Proyecto de Real Decreto mencionado y del PNIEC, requieren de un esfuerzo en materias específicas como las mejoras en el control, gestión y observabilidad de la red o la electrificación de la demanda, la consideración de inversiones históricas en el cálculo de la K_p^i pudiera no reflejar exactamente las inversiones requeridas a futuro. En este sentido, teniendo en cuenta que la referencia K_p^i calculada puede tener una cierta volatilidad, que su cálculo en base a datos históricos precisa de esperar a 2026 para contar con los datos necesarios y que estos cálculos con datos históricos pudieran reflejar inversiones no asociadas a los nuevos objetivos de política energética, se ha optado por establecer un valor ex ante de dicho parámetro en la propia Circular calculado a partir de las inversiones y los incrementos de potencia que se esperan en el futuro. Todo ello, con el objeto de alinear el modelo con los objetivos establecidos a nivel nacional en el PNIEC y en el proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

En consecuencia, la Circular establece el parámetro K_p^{sector} como resultado del cociente entre las inversiones sujetas a incrementos de potencia del conjunto del

sector y los incrementos de potencia estimados en el conjunto de las redes de distribución para cada uno de los años de referencia.

Para obtener dicho parámetro K_p^{sector} en la versión sometida a segundo trámite de audiencia se modelizaron dos escenarios, alineados con los objetivos del Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución, según las siguientes hipótesis:

- **Escenario 1:** Inversiones de cada uno de los ejercicios 2026 a 2029 (retribuciones 2028 a 2031) coincidentes con el 0,13% del PIB, considerando incrementos de potencia continuistas.
- **Escenario 2:** Inversiones de cada uno de los ejercicios 2026 a 2029 (retribuciones 2028 a 2031) coincidentes con el 0,13% del PIB incrementado en 1.540 M€ anuales, en línea con lo establecido en el proyecto de Real Decreto, considerando incrementos de potencia elevados.

Se han utilizado los escenarios de potencia más actualizados disponibles en la CNMC a la fecha de elaboración de esta circular - recogidos en el Anexo 2 de esta Circular- descontando el peaje de acceso 6.4, obteniéndose los siguientes valores de incremento de potencia:

Tabla 4. Incrementos de potencia considerados en el cálculo del parámetro K

Incremento de potencia		
Año retribución	Continuista	Alta
2026	2,16%	2,16%
2027	1,78%	3,11%
2028	1,99%	4,72%
2029	0,75%	3,92%
2030	0,69%	4,20%
2031	0,63%	3,64%

Los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios simulados se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 5. Cálculo del parámetro K en Escenario 1
Potencia continuista e Inversiones = 0,13% PIB

	Año retributivo			
	2028	2029	2030	2031
IS (80%*0,13%PIB)	1.825 M€	1.894 M€	1.962 M€	2.031 M€

	Año retributivo			
	2028	2029	2030	2031
Nuevas inversiones (NI)	2.281 M€	2.367 M€	2.453 M€	2.538 M€
NI - IS	456 M€	473 M€	491 M€	508 M€
Potencia	184,58	185,96	187,25	188,43
Incremento Potencia	3,60	1,39	1,28	1,18
K: (NI - IS)/ Δ Potencia	126,71	341,11	382,46	429,01
K promedio de referencia	319,82			

**Tabla 6. Cálculo del parámetro K en Escenario 2:
Potencia alta e Inversiones = 0,13% PIB + Extralímite**

	Año retributivo			
	2028	2029	2030	2031
IS (80%*0,13%PIB)	2.287 M€	2.356 M€	2.424 M€	2.493 M€
Nuevas inversiones (NI)	3.821 M€	3.907 M€	3.993 M€	4.078 M€
NI - IS	1.534 M€	1.551 M€	1.569 M€	1.586 M€
Potencia	191,99	199,52	207,89	215,46
Incremento Potencia	8,65	7,53	8,38	7,57
K: (NI - IS)/ Δ Potencia	177,37	206,07	187,26	209,57
K promedio de referencia	195,07			

Entendiendo que la realidad podría situarse entre estos 2 escenarios, se ha optado por establecer el parámetro K como la media de ambos, proporcionando un valor de K_p^{sector} igual a 257 €/kW (promedio 319,82 y 195,07).

Dicho valor obtenido para el conjunto del sector ha sido contrastado con el informe presentado en el segundo trámite de audiencia por una asociación de distribuidores, elaborado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad de Comillas y la consultora Ernst and Young²¹.

En las referidas alegaciones, según se indica en el apartado 6.5.3, se emplean, de manera análoga al procedimiento descrito previamente, dos escenarios de potencia y de previsión de inversiones, obteniéndose los valores indicados en la tabla siguiente, exclusivamente para las distribuidoras eléctricas de esa asociación:

²¹ Modelo de previsión de Demanda y estimación de necesidades de inversión 2025-2035

Tabla 7. Escenarios de cálculo del parámetro K incluidos en las alegaciones presentadas por una asociación de distribuidoras

	Escenario A 25-29	Escenario B 25-29
Incremento de potencia (GW)	8,197	5,028
Inversiones previstas (M€)	2.678	1.587
K (M€/GW)	327	316

No obstante, en el mismo documento se reconocen una serie de factores que afectan a las hipótesis consideradas y que no han sido tenidos en cuenta en el cálculo señalado, tales como las inversiones previstas que serán financiadas por otros agentes (estimadas en el 19%), o las eficiencias no consideradas en el modelo. Considerando dichos ajustes, y extendiendo el análisis al conjunto del sector, no únicamente a las distribuidoras pertenecientes a la asociación indicada, se obtienen los valores indicados en la tabla siguiente:

Tabla 8. Escenarios de cálculo del parámetro K considerando los datos aportados en el informe de la Universidad de Comillas y E&Y presentado en el trámite de audiencia

	Escenario A 25-29	Escenario B 25-29
Incremento de potencia (GW)	9,694	5,950
Inversiones previstas (M€)	3.167	1.878
Financiadas por terceros	-602	-357
Reducción por limitaciones del modelo y mejoras de eficiencia (-15%)	2.180	1.293
Factor retardo retributivo (TRF=6,58%)	2.399	1.423
K (M€/GW)	247	239

De esta forma, se comprueba que los valores obtenidos se encuentran alineados con el valor de 257€/kW incluido en la presente propuesta.

Una vez obtenido el parámetro K para el conjunto del sector, se aplica una corrección para cada grupo de empresas, permitiendo así considerar las particularidades estructurales, geográficas y operativas de las distintas zonas de distribución, pero manteniendo una medida comparativa de eficiencia relativa respecto al sector, que contribuye a garantizar la sostenibilidad económica del sistema eléctrico en su conjunto.

La elección de valores discretos por tramos para el parámetro y se fundamenta principalmente en el reconocimiento de las economías de escala que caracterizan a las empresas distribuidoras con mayor número de clientes. Estas empresas presentan menores costes de inversión, lo que justifica un aumento progresivo del valor de y a medida que disminuye el tamaño de las empresas distribuidoras, dado que las empresas de menor tamaño presentan una menor capacidad para aprovechar economías de escala. Esta estructura escalonada

permite reflejar de forma proporcional las diferencias estructurales entre grupos de empresas, aplicando criterios homogéneos que evitan cálculos individualizados y posibles asimetrías. Además, el uso de tramos aporta robustez frente a fluctuaciones marginales en el número de clientes, favoreciendo la estabilidad del sistema, y facilita la implementación, supervisión y verificación del modelo por parte de los agentes regulados y del regulador.

De esta forma, los valores obtenidos para cada grupo de empresas, en función del número de clientes, son los siguientes:

Tabla 9. Valores del parámetro y por grupo de empresa

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	GRUPO	K	Porcentaje del sector
1	100.000	1,2,3	335	1,30
100.001	1.000.000	4	309	1,20
1.000.001	5.000.000	5	283	1,10
5.000.001		6	257	1

En resumen, se fija una K ex ante para el conjunto del sector, teniendo en cuenta las particularidades de las distribuidoras de menor tamaño mediante la referenciación de su K a un porcentaje del sector.

4.2.1.4. *El término de potencia para el cálculo del ajuste por sostenibilidad: análisis de alternativas*

La introducción del mecanismo de ajuste de sostenibilidad, que se materializa mediante la determinación de un límite de inversiones admisibles, calculado en función del incremento de potencia en las redes, precisa de la consideración de una referencia de potencia, que se considerará en las fórmulas retributivas del nuevo modelo de Circular.

Para la determinación de la potencia a considerar en las fórmulas retributivas previstas, se analizaron diferentes alternativas que pudieran reflejar el aumento de los ingresos de peajes por la incorporación de nuevos consumidores en el sistema o por el incremento del grado de electrificación de determinadas actividades, independientemente del nivel de tensión al que se conecten.

Una primera alternativa fue el empleo de los datos de potencia media facturada a los consumidores eléctricos, lo que tiene la ventaja de que este parámetro está directamente relacionado con el incremento de ingresos, implicando directamente una mayor facturación de peajes y asegurando la sostenibilidad económica del sistema. No obstante, este valor puede verse disminuido en el

futuro como consecuencia de las medidas de eficiencia del consumidor para ajustar dicha potencia a su consumo real, respondiendo a las señales de precio de los peajes, lo que podría suponer una disminución de una parte de las inversiones máximas admisibles. Adicionalmente, cabe señalar que descontar las posibles reducciones de potencia por este motivo podría implicar una complejidad tal en el cálculo que haría inviable la aplicación práctica de este parámetro.

Otra alternativa valorada ha sido utilizar la potencia máxima de todos los periodos horarios, si bien esta opción tendría las mismas desventajas que la utilización de la potencia media facturada.

Por otro lado, se valoró considerar como indicador de potencia la potencia asociada a los permisos de acceso a la red concedidos por las instalaciones de demanda. No obstante, esta opción tiene el inconveniente de que parte de estos accesos podrían no materializarse finalmente en el caso de proyectos no suficientemente maduros y, por lo tanto, no tener reflejo en los ingresos del sistema.

Asimismo, durante el primer trámite de audiencia se señaló que se había valorado la utilización de la potencia adscrita a los derechos de extensión, por presentar una mayor vinculación con las inversiones en la red, y aportar mayor estabilidad al no verse afectada por las señales de precio de los peajes. Sin embargo, esta opción se descartó por considerarse menos alineada con la señal de sostenibilidad que se pretende, puesto que la potencia adscrita puede ser superior a la que realmente se contrate y porque los datos disponibles no presentaban una calidad suficiente para su análisis.

No obstante lo anterior, una vez analizadas las alegaciones presentadas por los agentes, y las observaciones realizadas en el Informe del MITERD sobre la propuesta de Circular, resumidas en el apartado 6.4, y teniendo en cuenta que la publicación de una K ex ante no precisa contar con datos de potencia del periodo anterior, tal y como se ha indicado en el apartado precedente, se ha estimado adecuado considerar para el cálculo de las retribuciones de cada año n para el periodo 2028-2031, la potencia adscrita asociada a los derechos de extensión que cuente con contrato de acceso a la red, de acuerdo con la información aportada por las empresas distribuidoras en virtud de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, sin perjuicio de posibles ajustes posteriores derivados de la inspección. En este sentido, la CNMC realizará durante 2026 una revisión de la información declarada por las empresas distribuidoras en el formulario A1 de la referida circular informativa, con el fin de disponer de una información más actualizada de la situación en 2025 y de los

incrementos anuales a futuro que se vayan registrando, todo ello con la debida calidad. Para ello, se valorará la creación de un grupo de trabajo a tal efecto.

Ello sin perjuicio de que, si se detectasen incongruencias o deficiente calidad en la información necesaria para definir los incrementos de potencia con la potencia adscrita a los derechos de extensión con ATR contratado, aportada por las empresas distribuidoras, en particular por variaciones significativas sin que hayan podido ser acreditadas por la empresa distribuidora, la CNMC podrá considerar como referencia la potencia facturada declarada por las empresas distribuidoras al sistema de liquidaciones de las actividades reguladas previsto en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, entre los ejercicios n-1 y n, corregida con el resultado de las inspecciones que se realicen sobre este sistema. El valor de potencia facturada de cada empresa se calculará como el cociente entre la facturación de potencia mensual declarado por la distribuidora i (€) y la suma de los precios (€/kW) del término de potencia de los peajes vigentes de cada periodo tarifario del año correspondiente, sin considerar los excesos de potencia ni el peaje 6.4.

Adicionalmente, tras las alegaciones recibidas en el segundo trámite de audiencia en relación con la supervisión de los puntos frontera entre empresas distribuidoras, una vez se defina la capacidad de referencia de dichas fronteras distribución – distribución en el marco de las especificaciones de detalle para el cálculo de la capacidad de acceso a las redes de distribución, la CNMC realizará un seguimiento del tratamiento de las solicitudes de acceso de los distribuidores aguas abajo a los distribuidores aguas arriba. Por ello, el anexo I de la *Circular informativa 6/2025, de 7 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a los gestores de la red sobre solicitudes de acceso y conexión a las redes de energía eléctrica* contempla que, con carácter trimestral, los DSOs deberán remitir información, entre otras, de solicitudes de acceso y conexión de otro gestor de la red de distribución, indicando el resultado de la solicitud y la capacidad²².

La coordinación de toda la información se llevaría a cabo a través del anteriormente citado grupo de trabajo para el análisis de la potencia adscrita empleada en el cálculo.

²² La primera remisión de información se producirá antes del 31 de enero de 2026 con información a 31 de diciembre de 2025.

4.2.1.5. Nueva estructura en la consideración retributiva de los costes y evolución del valor cada año

Otra de las novedades introducidas en la circular es la consideración conjunta en la retribución de los costes de gestión y operación de las redes.

El actual modelo retributivo reconoce los costes de gestión y operación de las distribuidoras mediante dos conceptos, a los que se les otorga un tratamiento separado:

- a) El término COMGES, componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución, que engloba la retribución de los siguientes conceptos:
 - a. Retribución por operación y mantenimiento de todas las instalaciones de la empresa distribuidora que se encuentren en servicio a 31 de diciembre del año n-2 (ROM).
 - b. Retribución por operación y mantenimiento asociado a la labor de mantenimiento realizada el año n-2 por la empresa distribuidora que no está directamente ligado a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas (ROMNLAE).
 - c. Retribución por inversión de la empresa distribuidora de otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas, que no sean despachos ni terrenos, puestos en servicio desde el año 2015 hasta el año n-2 y que continúen en servicio en el año n-2 (IBO).
- b) El término de ROTD, correspondiente a la retribución reconocida por la realización de otras tareas reguladas necesarias para la actividad de distribución, que incluye conceptos como los costes de lectura, contratación, facturación, atención telefónica, estructura, planificación, planificación, etc.

En la presente propuesta de Circular se consideran de manera agrupada todos los costes y retribuciones relacionados con la operación y la gestión de redes, esto es, COMGES y ROTD, sin incluir la tasa de ocupación de la vía pública ni otros costes no controlables por el distribuidor, como el coste del bono social. Esta decisión se motiva en diferentes puntos, sobre la base del análisis del periodo regulatorio anterior:

- En primer lugar, se busca evitar qué diferencias en la consideración de determinados costes dentro de una tipología u otra, puedan dar lugar a

decisiones ineficientes por parte de la empresa. De esta manera, se busca avanzar hacia un modelo en que la búsqueda de eficiencias se realice teniendo en cuenta el coste total de las empresas.

- Habida cuenta de la complejidad que puede surgir para asignar un coste a una determinada partida, lo cual se ve agravado por las diferentes estructuras organizativas de las empresas distribuidoras, un modelo de consideración conjunta de todos los gastos de operación avanza en la simplificación de la metodología retributiva de la distribución.
- En línea con los puntos anteriores, la metodología propuesta asegura que no existe una doble retribución por el mismo concepto, dado que, con la metodología actualmente vigente, una parte de los costes eran retribuidos considerando baremos en función del número de clientes (ROTD), valores unitarios de operación y mantenimiento (ROM) o los costes incurridos (ROMNLAE). Tal y como se ha puesto de manifiesto en distintos informes retributivos²³, la manera de declaración de los importes por las empresas distribuidoras podría llevar a la duplicidad en su reconocimiento retributivo, aspecto que se soluciona con la presente propuesta, al tomar como referencia una evolución de los costes en su conjunto y un contraste con los costes realmente incurridos.

Para su evolución a lo largo del periodo se ha establecido una fórmula de actualización de la referencia de costes de operación y mantenimiento que resultará de aplicación durante todo el periodo regulatorio:

$$Ref_{ROM_n}^i = (Ref_{ROM_{n-1}}^i + \theta * \Delta RAB_{n-1 \rightarrow n}^i + \alpha * \Delta Clientes_{n-1 \rightarrow n}^i) * FA$$

Con esta fórmula, se fija una retribución inicial, por operación y mantenimiento y otras tareas reguladas al comienzo del modelo, ajustada con un factor de eficiencia que reparte el margen obtenido entre los gastos declarados por estos conceptos y los retribuidos. La determinación de este factor de eficiencia se detalla en un apartado específico.

A partir de esta retribución inicial ajustada, la $Ref_{ROM_n}^i$ se calcula en función de diferentes factores:

²³ [RAP/DE/006/19 - RETRIBUCIÓN PARA EL AÑO 2020 DE LAS EMPRESAS QUE REALIZAN LA ACTIVIDAD REGULADA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA | CNMC](#)

- **Un parámetro θ relacionado con el incremento de inversiones.**

Se trata de un parámetro sectorial que se calcula con el promedio de los tres últimos años del periodo regulatorio previo para los que se haya aprobado retribución.

Para la determinación de este parámetro, dada su naturaleza sectorial, se ha calculado la suma de los costes incurridos correspondientes a la operación y mantenimiento, tanto de unidades físicas como de otros activos, declarados por todas las distribuidoras correspondientes a los tres últimos años con retribución aprobada o en trámite de audiencia (retribuciones de 2020 a 2022) y la suma del RAB bruto de todas las empresas en dichos años, (considerando inversiones realizadas hasta el año $n-2$ en cada caso). Los valores obtenidos son los siguientes:

Tabla 10. Valores empleados en el cálculo del parámetro θ

Año retribución	ROM + ROMNLAE (costes incurridos)	RAB bruto	Theta
2020	937 M€	51.750 M€	1,81%
2021	928 M€	52.979 M€	1,75%
2022	896 M€	54.227 M€	1,65%
Promedio	2.761 M€	158.956 M€	1,74%

En base a este cálculo, el valor del parámetro θ propuesto para el periodo regulatorio es de **1,74 %**.

- **Un parámetro α^{24} relacionado con el incremento del número de clientes.**

Se trata de un parámetro específico por grupo de empresa, que considera los escalones existentes actualmente en ROTD, de acuerdo con la metodología de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, para considerar las particularidades de las pequeñas empresas.

²⁴ En la propuesta sometida a trámite de audiencia este parámetro se denominaba μ . Se ha cambiado su denominación para evitar la coincidencia con el parámetro del REVU, si bien no hay modificaciones en su formulación.

Para la obtención de este parámetro, se ha calculado el valor de α_i para cada empresa distribuidora i como el cociente entre el valor de los costes incurridos correspondientes a los distintos conceptos englobados en el término ROTD, sin considerar la tasa de ocupación de la vía pública, correspondientes al ejercicio 2022 y el número de clientes activos a 31 de diciembre de dicho año. En este caso, la utilización de un año es suficiente en tanto que esta relación se mantiene idéntica todos los años, en tanto que el ROTD se calcula en el periodo regulatorio vigente aplicando los mismos parámetros todo el periodo.

En base a dichos valores, para obtener el valor α por grupo de empresa, se ha calculado para un promedio de los valores obtenidos por distribuidora para uno de los tramos de clientes definidos en el artículo 18 de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

Así, se ha obtenido la siguiente tabla con los valores de α por grupo. El valor de α es decreciente, habida cuenta de las economías de escala que se presentan en las distribuidoras con mayor número de clientes:

Tabla 11. Valores obtenidos en el cálculo del parámetro α por grupo de empresas

Grupo	Número clientes	α
1	1-1.000	163
2	1.001-10.000	74
3	10.001-100.000	63
4	100.001-1.000.000	59
5	1.000.001-5.000.000	21
6	>5.000.001	14

- **El término de eficiencia FA :**

Al igual que en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, se define un término FA como un factor de ajuste entre la retribución percibida por operación y mantenimiento y los costes declarados.

Atendiendo a la evolución de los gastos de explotación, se ha optado por **mantener el valor de FA propuesto en el 0,97**, similar al planteado en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, en tanto que, a la vista de los datos correspondientes a los ejercicios retributivos analizados, dicho valor fomenta la eficiencia por parte de las empresas, permitiendo el mantenimiento de una parte de la eficiencia para estas.

No obstante, este valor de FA de 0,97 se mantiene únicamente durante el primer semiperiodo, pasando en el segundo a tener el valor de 1, ya que se incorpora al modelo el incentivo de reparto de márgenes, que ya fomenta la eficiencia progresiva en OPEX al ajustarlo a los costes realmente incurridos.

4.2.1.6. *Factor de ajuste aplicable a la retribución del OPEX al comienzo del periodo regulatorio*

La propuesta de Circular establece un factor de ajuste para la determinación del OPEX al comienzo del periodo regulatorio con este nuevo modelo, en función de los márgenes obtenidos por las distribuidoras en sus costes de operación y mantenimiento.

Así, para determinar el margen existente, se ha atendido a la diferencia entre la suma de las retribuciones COMGES y ROTD y los costes declarados, en los diferentes grupos de tramos de clientes definidos en el artículo 18 de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre. Debe destacarse que a la hora de considerar los márgenes por grupos de empresas no se ha tenido en cuenta la retribución por otro IBO, ni el importe correspondiente a la tasa de ocupación de la vía pública, ni en las retribuciones, ni en los costes de los ejercicios considerados, todo ello al objeto de obtener valores comparables en cada uno de los ejercicios. Dicho aspecto ha sido puesto de manifiesto en las alegaciones de los agentes, como se indica en el apartado 6.3.9.

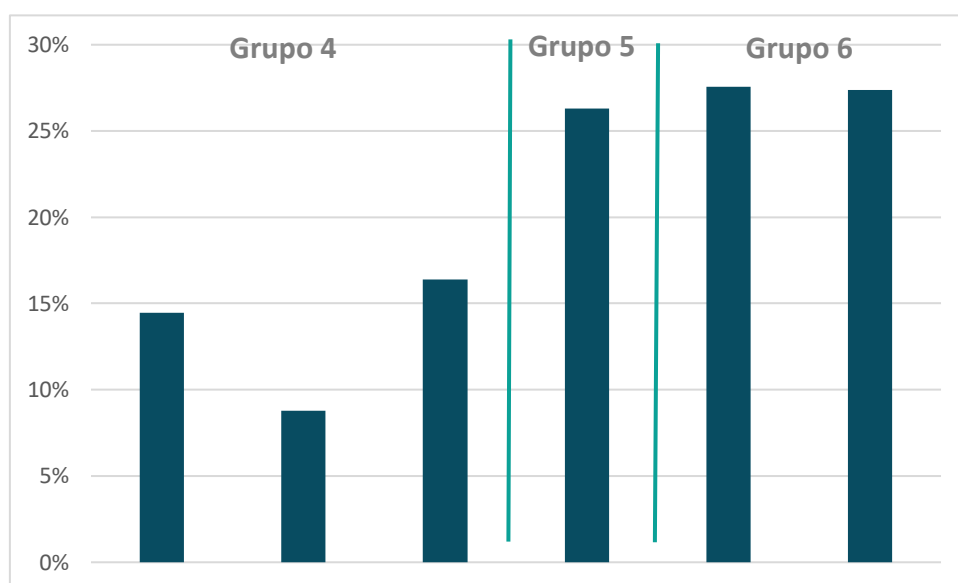
Los siguientes gráficos muestran las curvas monótonas de márgenes por empresa dentro de cada uno de los grupos de tramos de clientes considerando la media de los datos de retribución de OPEX de los años 2020, 2021 y 2022 y costes declarados por las empresas correspondientes a esos años. Para una mejor visualización, se muestran en un gráfico los valores de los grupos 1 a 3 y en otro los del 4 al 6, de acuerdo con la clasificación de grupos de empresas indicada anteriormente en función del número de clientes.

Gráfico 1. Márgenes que han obtenido las empresas de menos de 100.000 clientes en las retribuciones de los ejercicios 2020-2022 en los costes incurridos de COMGES y ROTD



Fuente: Resoluciones por las que se establecen las retribuciones de 2020 y 2021, propuesta de resolución remitida a trámite de audiencia por la que se establece la retribución de 2022

Gráfico 2. Márgenes que han obtenido las empresas de más de 100.000 clientes en las retribuciones de los ejercicios 2020-2022 en los costes incurridos de COMGES y ROTD



Fuente: Resoluciones por las que se establecen las retribuciones de 2020 y 2021, propuesta de resolución remitida a trámite de audiencia por la que se establece la retribución de 2022

Teniendo en cuenta la diferente situación de márgenes de las empresas y que pudiera venir derivado de la diferente estructura de costes de cada una de ellas, se considera adecuado establecer diferentes ajustes de reparto de eficiencias por grupos de empresas.

Por otra parte, teniendo en cuenta la evolución de los márgenes obtenidos en OPEX en el semiperiodo 2020-2022 a través de las retribuciones aprobadas y en tramitación y, teniendo en cuenta la senda estimada de evolución de los costes de OPEX declarados por parte de las empresas distribuidoras²⁵, que muestran una tendencia progresiva de ganancias de eficiencia (ver gráfico siguiente), se ha determinado un reparto de eficiencias del 50% (sistema-empresa), de tal forma que la retribución de OPEX de la empresa al comienzo del periodo regulatorio en 2026 se construiría detrayendo de sus retribución de 2025 el 50% del margen medio estimado para su grupo de empresas con la correspondiente actualización en función de sus inversiones e incremento de número de clientes. De esta forma, la retribución $Ref_{ROM_n}^i$ en el primer año del nuevo modelo será la determinada por el COMGES y ROTD del año anterior, menos el 50% del margen medio estimado de su grupo, y la correspondiente actualización.

La tabla siguiente muestra el margen medio obtenido para cada grupo de empresas, así como el ajuste que resulta de aplicación del reparto de eficiencias del 50% para dichos grupos de distribuidoras. Para el total del sector, resulta un margen medio de OPEX de un 24,9% y al considerar el reparto de eficiencias, quedaría un ajuste medio en torno a un 12,4%.

Tabla 12. Margen estimado de las empresas distribuidoras, considerando retribución 2020-2022

Grupo	Promedio de margen por grupo de empresas	Ajuste tras reparto de márgenes del 50%
1	3,78%	1,89%
2	14,61%	7,31%
3	14,61%	7,31%
4	14,61%	7,31%
5	26,89%	13,44%
6	26,89%	13,44%
Total	24,85%	12,42%

Fuente: Resoluciones por las que se establecen las retribuciones de 2020 y 2021, propuesta de resolución remitida a trámite de audiencia por la que se establece la retribución de 2022

²⁵ Cabe señalar que los datos declarados por las empresas a partir de 2022 son informados de acuerdo con la Circular Informativa 8/2021 y se encuentran, por tanto, pendientes de analizar su correcta imputación.

Teniendo en cuenta los valores señalados, y considerando la diferente situación de márgenes de las empresas, algunas con márgenes negativos, se ha optado por establecer tres valores de ajuste en función del tamaño de las empresas, tal y como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 13. Ajuste a aplicar a los distintos grupos de empresas distribuidoras en los costes de operación y mantenimiento al inicio del periodo regulatorio

Grupo	Número clientes	Ajuste
1	1-1.000	2%
2, 3 y 4	1.001-1.000.000	7%
5 y 6	>1.000.001	13%

Debe destacarse que, dado que los márgenes se han calculado con base en las retribuciones de los ejercicios 2020 a 2022, se ha considerado adecuado incluir dos posibles ajustes adicionales para aquellas empresas que tengan variaciones importantes en los márgenes realmente percibidos en las retribuciones de los ejercicios 2023 a 2025:

- En el supuesto de que alguna empresa presente márgenes inferiores al ajuste de su grupo de referencia en el promedio de las retribuciones de los años 2023-2025, se procederá a efectuar el ajuste correspondiente tomando como base, el grupo inmediatamente anterior. Para ilustrar lo anterior, en caso de que una empresa del grupo 3 tuviera un margen promedio del 5% para las retribuciones de 2023 a 2025, dado que su ajuste sería superior (7%), se aplicaría el ajuste del grupo inferior (2%).
- En el supuesto de que alguna empresa presente márgenes en el promedio de las retribuciones de los años 2023-2025 superiores en más de 10 puntos a los márgenes calculados para su grupo (que han sido calculados con datos de 2020-2022), se procederá a efectuar un ajuste adicional del 50% de dicha diferencia. A modo de ejemplo, si una empresa del grupo 5 presenta un margen en 2023-2025 del 52%, dado que el margen de su grupo es 27%, la diferencia con el margen establecido sería del 25%. Por tanto, el ajuste sería del $13\% + 50\% \cdot 25\% = 25,5\%$, en lugar del 13% que correspondería a las empresas de su grupo.
- Los ajustes indicados no se aplicarán a las empresas del grupo 1 (aquellas con menos de 1.000 clientes conectados a sus redes).

4.2.2. Aplicación del modelo TOTEX

Sin perjuicio de la transitoriedad considerada en el primer semiperiodo regulatorio, cuya aplicación se detalla en el apartado 4.2.3, a partir del segundo semiperiodo regulatorio 2029-2031, en el que se aborda la retribución de inversiones llevadas a cabo con la nueva metodología establecida en la presente propuesta de circular, se propone la aplicación de un modelo retributivo TOTEX que, como se ha explicado anteriormente, tiene como objetivo evitar posibles distorsiones en las decisiones de inversión de las empresas distribuidoras, derivadas del modelo retributivo regulatorio. De esta forma, al unificar la retribución correspondiente a los costes de CAPEX y OPEX se favorece la solución más eficiente por parte de las empresas distribuidoras, evitando sesgos en favor de tipologías concretas de inversión.

El modelo retributivo TOTEX introducido en la Circular se basa en un reparto de márgenes entre un TOTEX de referencia, cuyo objetivo es asegurar la sostenibilidad del sistema, y asegurar que los costes de las distribuidoras se corresponden con los de una empresa eficiente y bien gestionada, y un TOTEX real, obtenido sobre la base de costes incurridos auditados tanto en inversión como en operación y mantenimiento. Su cálculo se explicita en los siguientes puntos:

4.2.2.1. Cálculo del TOTEX de Referencia

El valor de TOTEX de referencia para la empresa i en el año n ($Ref_TOTEX_n^i$) se calculará conforme la siguiente fórmula:

$$Ref_{TOTEX_n}^i = Ref_{RI_n}^i + Ref_{ROM_n}^i$$

donde

- $Ref_{RI_n}^i$: retribución de referencia de inversión empleando el valor de K_p^i indicado en el apartado 4.2.1.3.

Así, para cada año del segundo semiperiodo 2029-2031, se obtienen las nuevas inversiones admisibles multiplicando la K_p^i por el incremento de potencia en ese ejercicio. Sumándole a estas inversiones las inversiones sostenibles IS, se obtienen las inversiones de referencia para cada año.

Si en algún ejercicio no se produjera incremento de potencia de un año con respecto al anterior, el $Ref_{RI_n}^i$ será calculada a partir de las IS.

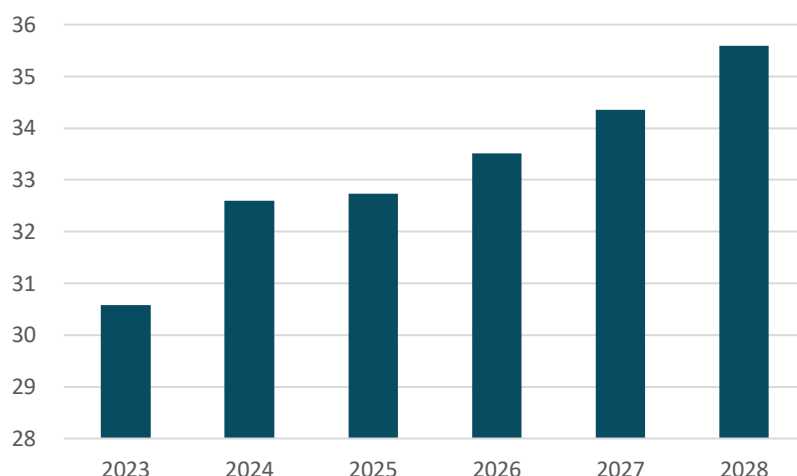
Debe destacarse que para dicho cálculo se considera que las nuevas inversiones admisibles tienen una vida útil media de 30 años, al englobar tanto inversiones en unidades físicas (cuya vida útil está establecida en 40 años), como otro tipo de inversiones en digitalización y despachos, cuya vida útil es sensiblemente inferior, tal y como se detalla en el Anexo 1 de la propuesta de Circular.

Adicionalmente, debe indicarse que, con objeto de evitar que se produzca una subinversión en las inversiones históricas de referencia, se ha establecido un **nivel mínimo de inversiones** (fijado en el 80% del IS) por debajo del cual las empresas distribuidoras no reciben ningún incentivo. Es decir, para las empresas que se encuentran en dicha situación, al efectuar el cálculo del TOTEX de referencia se emplea como valor de retribución a la inversión el correspondiente a sus inversiones reales, según se especifica en el artículo 10.5 de la Circular.

- $Ref_{ROM_n}^i$: retribución de referencia de operación y mantenimiento considerando el incremento del RAB de referencia calculado en cada ejercicio considerando las inversiones admisibles y el incremento de clientes (ver apartado 4.2.3.24.2.1.6).

En relación con el valor de la vida útil media empleada en el cálculo de $Ref_{RI_n}^i$, algunas alegaciones han manifestado la necesidad de revisar dicho valor, tal y como se detalla en el apartado 6.3.7. Se ha contrastado la información disponible respecto a los planes de inversión presentados por las empresas distribuidoras, verificándose que dicho valor es adecuado en cuanto a las previsiones de inversiones presentadas por las empresas, manteniéndose por ello el valor de 30 años considerado en la versión sometida a trámite de audiencia. En el gráfico siguiente se muestran los valores estimados para los ejercicios para los que se dispone de planes de inversión:

Gráfico 3. Vida útil estimada en función de la información aportada por las empresas distribuidoras en los planes de inversión



4.2.2.2. Cálculo del TOTEX Real

Por su parte, el valor de TOTEX real para la empresa i en el año n $TOTEX_{REAL_n}^i$ se calculará conforme la siguiente fórmula:

$$TOTEX_{REAL_n}^i = RI_{REAL_n}^i + ROM_{REAL_n}^i$$

donde

- $RI_{REAL_n}^i$ es la retribución a la inversión de la empresa i en el año n correspondiente a las instalaciones con puesta en servicio anterior a 1 de enero de $n-1$ en base a los costes incurridos auditados, declarados en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, de la CNMC.
- $ROM_{REAL_n}^i$ es la retribución a la operación y mantenimiento de la empresa i en el año n por las instalaciones con puesta en servicio anterior a 1 de enero de $n-1$ en base a los costes incurridos auditados, declarados en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, de la CNMC.

De esta manera, la retribución final para la empresa i en el año a ($TOTEX_n^i$) se calcularía conforme la siguiente fórmula

$$TOTEX_n^i = TOTEX_{REAL_n}^i + IRM_n * (Ref_{TOTEX_n}^i - TOTEX_{REAL_n}^i)$$

Donde IRM_n es el incentivo de reparto de márgenes para el año n , según se establece en la disposición adicional cuarta.

Este ajuste permite retribuir a la empresa según un reparto de márgenes entre el TOTEX de referencia anterior y el TOTEX real considerando los costes realmente incurridos. Los valores anuales de IRM_n se han fijado en el 50%, 50% y 50%, para 2029, 2030 y 2031.

No obstante lo anterior, en la circular se recoge que podrán reconocerse costes adicionales sin que se vean afectados por el mecanismo *de reparto de márgenes*, a través del término OC_n^i definido en el artículo 14 de la propuesta de circular, tal y como se detalla en el apartado 4.2.4.3.

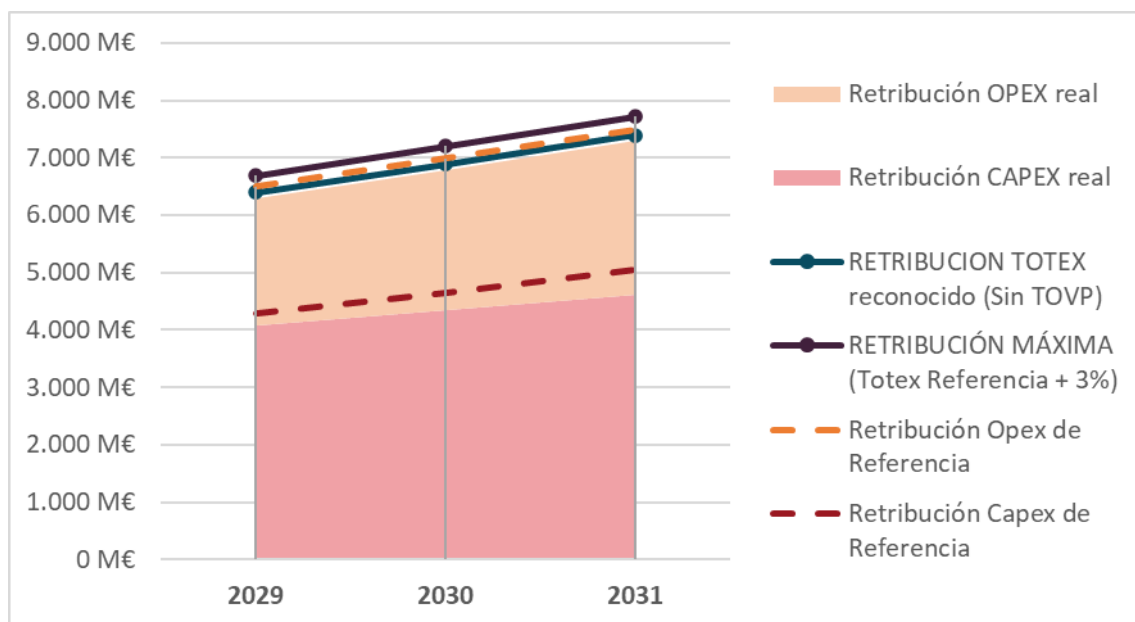
4.2.2.3. *Limitación del TOTEX total a un porcentaje del TOTEX de referencia*

La Circular establece una limitación adicional a la retribución final, de forma que se establece como margen del valor del término $TOTEX_n^i$ sobre el valor de referencia ($Ref_{TOTEX_n^i}$) el valor del 3% durante el periodo regulatorio.

Tal y como se indica en el apartado 6.3.4, se han recibido algunas alegaciones sobre el establecimiento de dicho parámetro. A este respecto, se considera que el límite establecido es acorde con los objetivos del modelo, habiéndose simulados casos en los que se incrementen sustancialmente los costes de operación y mantenimiento, con incrementos de inversiones elevados, sin que se llegue a alcanzar dicho límite. A modo de ejemplo, se incluye un escenario con incrementos anuales acumulados del 10% en operación y mantenimiento, un incremento de potencia del 5% anual, e inversiones considerando que se alcanza todos los años el 100% del incremento del proyecto de Real Decreto de límites de inversión (0,13% PIB +1.540 M€), comprobándose que no se llegaría a aplicar el límite establecido al TOTEX final.

Con la fijación de este límite se refuerza la señal del modelo a la sostenibilidad económica del sistema con el fin de garantizar que los peajes del consumidor se encuentran controlados.

Gráfico 4. Análisis del porcentaje de limitación frente al TOTEX de referencia



4.2.3. Establecimiento de un modelo retributivo transitorio para el semiperiodo regulatorio 2026-2028

Debe indicarse que las disposiciones contenidas en la presente circular se aplicarán a partir de la retribución correspondiente al ejercicio 2026, la cual será calculadas en función de las inversiones realizadas en 2024. Dado que las inversiones efectuadas en los ejercicios 2024 a 2026 se encuentran ya ejecutadas o en un grado muy importante de avance en el momento de aprobación de la presente circular, **se ha establecido un modelo transitorio** durante el primer semiperiodo regulatorio 2026-2028 que sea continuista en gran medida con el modelo retributivo preexistente, en relación con los conceptos retributivos relativos a la retribución a la inversión (CAPEX), COMGES y ROTD²⁶, pero estableciendo determinados ajustes que faciliten la transición al nuevo

²⁶ En la Circular 6/2019 se define COMGES como componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución, que engloba la retribución por operación y mantenimiento y la retribución de otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas, que no sean ni inversiones en digitalización y automatización de redes, ni despachos ni terrenos, puestos en servicio desde el año 2015 hasta el año n-2. ROTD se define como un término de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras.

modelo retributivo TOTEX, que ya será plenamente de aplicación en el segundo semiperiodo regulatorio, correspondiente a las retribuciones de 2029 a 2031.

En los siguientes apartados se justifican las particularidades en su aplicación.

4.2.3.1. *Cálculo del CAPEX en el modelo retributivo transitorio 2026-2028*

En lo que respecta a las retribuciones correspondientes a **2026 y 2027**, referidas a las inversiones ejecutadas en los años 2024 y 2025, dado que las actuaciones ya estarán ejecutadas a la fecha de entrada en vigor de la presente Circular, se propone la retribución de las **nuevas inversiones a coste auditado**, independientemente de la tipología de inversión a la que pertenezcan (tipo 0, 1, 2 o terrenos, de acuerdo con los artículos 8 y 9 de la propuesta de circular), conforme a la tasa de retribución financiera (TRF) que corresponda al periodo y siguiendo la metodología vigente.

Al final del semiperiodo, se propone la eliminación del ajuste por valores unitarios empleado en la metodología de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, que se aplicaba a las inversiones tipo 0. En este sentido, debe indicarse que la metodología vigente recogida en dicha Circular 6/2019, de 5 de diciembre, define tres tipos de inversiones:

- Inversiones de tipo 0: instalaciones nuevas a coste completo o renovación de instalaciones existentes con un valor de inversión igual o superior al 85% del calculado empleando los valores unitarios de referencia
- Inversiones de tipo 1: instalaciones a coste no completo cuyo valor de inversión es inferior al 85% del valor calculado empleando los valores unitarios de referencia.
- Inversiones de tipo 2: Inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética.

De estas inversiones, de acuerdo con la metodología de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, cada tres años, esto es, a mitad y al final de cada periodo regulatorio, la suma de las inversiones totales auditadas llevadas a cabo por la empresa distribuidora i en el semiperiodo, se comparaba con la suma del valor de inversión de las tipo 0 calculadas a valores unitarios²⁷ para cada año del

²⁷ Los valores unitarios vigentes para la red de distribución se encuentran recogidos en la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores

semiperiodo más las inversiones auditadas de tipo 1 y tipo 2 en el semiperiodo, de tal manera que si estaba fuera de una banda preestablecida en la que no había ajuste, la cantidad retribuable se veía minorada o mayorada en la diferencia de dicha comparativa.

A la vista de la experiencia acumulada en la aplicación del modelo retributivo vigente, se considera adecuado modificar este modelo de retribución por diferentes motivos:

- En primer lugar, el hecho de que las inversiones sean retribuidas mediante metodologías distintas puede dar lugar a decisiones menos eficientes de los gestores de red de distribución en favor de las inversiones de tipo 1 y 2, ya que este tipo de inversiones estarían sometidas a un menor grado de incertidumbre que las inversiones tipo 0.

En este sentido, actualmente las inversiones a las que se les aplica el ajuste con los valores unitarios representan entre el 21% y el 53% del total de las inversiones.

- Asimismo, el establecimiento de valores unitarios puede llegar a presentar dificultades prácticas, a la hora de definir la correspondencia de determinadas inversiones con características singulares.

A la vista de estas circunstancias, en tanto que el contraste con valores unitarios tiene por objeto que las nuevas inversiones se lleven a cabo bajo el criterio de racionalidad económica y mínimo coste para el sistema, en el cálculo retributivo se ha optado por su sustitución por otro mecanismo que garantice esta sostenibilidad económica del sistema eléctrico, no presente las dificultades antes mencionadas y no distorsione decisiones sobre soluciones que sean más eficientes.

De esta forma, con el valor de K_p^i definido en el apartado 4.2.1.3 se **procede a calcular en el año 2028**, al final del primer semiperiodo, las **nuevas inversiones admisibles por incremento de potencia** en ese ejercicio. Para ello, se multiplica ese parámetro K_p^i por el promedio de incremento de potencia real que

unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.

se produzca en el periodo 2026- 2028 lo que, sumado a las inversiones IS correspondientes a dicho ejercicio, **resulta en la inversión de referencia que será retribuida en ese ejercicio 2028.**

- a) Con esta inversión de referencia para el ejercicio 2026 e inversiones reales llevadas a cabo antes del 31 de diciembre del 2025 se calcula una retribución a la inversión de referencia ($Ref_{RI_{2028}}^i$) **para 2028**, una vez descontadas las bajas que correspondan de aquellas instalaciones que no se encuentren en servicio en el ejercicio 2026.
- b) El ajuste de sostenibilidad para la empresa i en el año 2028 se calculará como la media entre el valor de referencia ($Ref_{RI_{2028}}^i$) y el valor conforme a costes auditados ($RI_{REAL_{28}}^i$).

Como se ha indicado en el apartado 4.2.1.1 para el modelo TOTEX aplicable al segundo semiperiodo, con objeto de evitar que se produzca una subinversión en las inversiones históricas de referencia, se ha establecido un **nivel mínimo de inversiones** (fijado en el 80% del IS) por debajo del cual las empresas distribuidoras no reciben ningún incentivo. Para dichas empresas la retribución a la inversión reconocida será la correspondiente a las inversiones reales ($RI_{REAL_{28}}^i$).

Adicionalmente, dado que las inversiones efectuadas en el ejercicio 2026 se encuentran ya planificadas, se ha considerado adecuado establecer una limitación en el cálculo del $Ref_{RI_{2028}}^i$, de tal forma que su resultado no pueda ser inferior al 1,5% del valor del $RI_{REAL_{28}}^i$. Este valor límite se ha calculado considerando el ajuste correspondiente a un escenario en el que los incrementos de potencia en el primer periodo fueran moderados (1% anual) y las empresas invirtieran un 50% del valor previsto en el Proyecto de Real Decreto por encima del límite del 0,13% del PIB (en el caso más desfavorable en el que el incremento de inversión fuera de un 100% en lugar del 50%, el impacto máximo del incentivo podría llegar al 3% del RI, sin la introducción de esta limitación).

4.2.3.2. *Cálculo de la referencia de retribución por operación y mantenimiento en el modelo retributivo transitorio 2026-2028*

Tal y como se ha descrito en el apartado 4.2.1.5, se ha optado por una consideración conjunta de los costes relacionados con la gestión y operación de las redes de distribución (OPEX), que en la metodología existente se agrupaban en los conceptos COMGES y ROTD.

Conforme a dicho criterio, en el semiperiodo regulatorio 2026-2028 se procederá a calcular la retribución correspondiente al OPEX, conforme a la siguiente metodología:

- a) En primer lugar, se obtiene el valor de referencia del último año del periodo regulatorio previo ($Ref_{ROM}^i_{n-1}$, correspondiente a la retribución de 2025). Para ello:
- Se agrupan los valores de retribución correspondientes a los parámetros de COMGES y ROTD, de acuerdo con la metodología de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre. El valor del COMGES considerado, de acuerdo con el valor calculado en la retribución del año 2025, se corresponderá con la retribución por operación y mantenimiento de todas las instalaciones que se encontraban en servicio al 31 de diciembre de 2023 y la retribución por operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas, llevada a cabo en el año 2023 por las empresas distribuidoras y la retribución del otro IBO puesto en servicio entre el ejercicio 2015 y el ejercicio 2023, considerando la clasificación del OTRO IBO establecida en la Circular 6/2019, tal y como se detalla en el apartado 4.2.4.1.
 - A dicho valor agrupado (COMGES + ROTD) **se le aplica un factor de eficiencia para reducir los costes de operación** sobre el margen observado en los años del periodo regulatorio anterior de los que se dispongan datos reales, calculado como la diferencia entre la retribución reconocida y los costes incurridos en operación, mantenimiento y por otras tareas reguladas de cada empresa distribuidora, según se detalla en el apartado 4.2.1.6.
- b) Una vez obtenido el valor de $Ref_{ROM}^i_{n-1}$, para calcular el valor de referencia $Ref_{ROM}^i_n$ a lo largo de los años del semiperiodo se aplica la siguiente formulación detallada en el apartado 4.2.1.5.
- c) En el caso concreto del ejercicio 2028, el incremento de RAB utilizado, que va multiplicado por el parámetro θ conforme la formulación anterior, tendrá en cuenta las inversiones admisibles consideradas en base al incremento de potencia.

4.2.4. Otros aspectos introducidos en la Circular

4.2.4.1. Nueva clasificación de las inversiones efectuadas a partir del 1 de enero de 2026

La metodología vigente, establecida en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, define las inversiones Tipo 2 como “Inversiones en digitalización y

automatización de las redes necesarias para la transición energética, asociadas a sistemas inteligentes (Smart Grids), telegestión y los sistemas técnicos de gestión asociados a ambos.”

Uno de los cambios introducidos en la nueva metodología es la consideración dentro de esta tipología de inversiones de todas aquellas actuaciones relativas a despachos, digitalización y sistemas informáticos, de acuerdo con la clasificación establecida en el Anexo 1 de la nueva Circular, algunas de las cuales se consideraban en la Circular 6/2019 como “OTRO IBO”, e integradas por tanto dentro del componente gestionable (COMGES). Este aspecto pretende simplificar el proceso de la clasificación de determinadas actuaciones (como el caso de inversiones concretas en despachos o sistemas técnicos de gestión, directamente relacionadas con la digitalización y automatización de las redes). No obstante, cada actuación mantendrá una vida útil concreta en función de su naturaleza, de manera continuista con la metodología anterior.

Por otro lado, es preciso puntualizar que esta clasificación solo resulta de aplicación a las nuevas inversiones efectuadas a partir de 2026, manteniéndose para las inversiones previas la clasificación prevista en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre. En cualquier caso, se asegura el reconocimiento retributivo de todas las inversiones, ya que, aquellas que no se encuentran contenidas en la retribución por inversión en ejercicios previos, por estar incluidas en el COMGES (por ejemplo, aplicaciones informáticas previas al ejercicio 2026), son incluidas en el cálculo de la retribución real por operación y mantenimiento, lo que asegura su reconocimiento.

Debe destacarse que, si bien en la primera propuesta sometida a trámite de audiencia esta excepcionalidad se establecía para las inversiones previas al ejercicio 2024, dado que dichas inversiones ya han sido declaradas a través de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, y que las correspondientes al ejercicio 2025 ya habrán sido ejecutadas en la fecha de publicación de la nueva Circular, se considera más adecuado aplicar dicho aspecto a las inversiones efectuadas a partir del ejercicio 2026. Dichos años 2024 y 2025 se corresponden en cualquier caso con el periodo transitorio correspondiente a las retribuciones de 2026 y 2027, en el cual las inversiones se retribuyen a coste auditado, sin que se produzcan ajustes adicionales.

En la tabla siguiente se detallan las modificaciones efectuadas en este tipo de inversiones respecto a la metodología actualmente vigente:

Tabla 14. Clasificación de inversiones no asociadas a unidades físicas en la Circular 6/2019: inversiones que seguirán declarándose como Otro activo (IBO) en la propuesta de Circular e inversiones que pasan en la propuesta de Circular a tipo 2- *Inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética.*

CINI	Tipo inversión propuesta	Tipo inversión Circular 6/2019	DESCRIPCIÓN
I230XXXX	2	Despachos	Despachos no identificables
I231XXXX	2	Despachos	Despachos centralizados
I232XXXX	2	Despachos	Actuadores
I233XXXX	2	Despachos	Elementos físicos de transmisión de control
I234XXXX	2	Despachos	Elementos no físicos de transmisión de control
I235XXXX	2	Despachos	Elementos necesarios para el control de la calidad de onda
I236XXXX	2	2	Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución - Digitalización.
I290001X	2	2	Sistema de Supervisión Avanzada de Baja tensión (GSA)
I290002X	2	2	Sistemas de Supervisión Avanzada de Media Tensión (hasta 36 kV inclusive)
I290003X	2	2	Sistemas de Supervisión Avanzada de Alta Tensión (a partir de 36 kV)
I290004X	2	2	Transformador de tensión variable
I290005X	2	2	Equipos para la sensorización y monitorización de la red
I290006X	2	2	Recarga de Vehículo Eléctrico
I290007X	2	2	Sistemas de Almacenamiento (Baterías)
I290008X	2	2	Desarrollos derivados de exigencias normativas
I290009X	2	2	Actualización y/o desarrollos de Firmware que aporten nuevas funcionalidades
I29002XX	2	2 / IBO	Sistemas de comunicaciones
I29003XX	2	2 / IBO	Sistemas técnicos de gestión
I2900410	2	IBO	Equipos para procesos de información
I2900420	2	IBO	Aplicaciones informáticas
I29007X0	2	2	Telegestión
I2900100	IBO	IBO	Edificios y construcciones
I2900430	IBO	IBO	Maquinaria
I2900440	IBO	IBO	Utillaje
I2900450	IBO	IBO	Elementos de transporte

CINI	Tipo inversión propuesta	Tipo inversión Circular 6/2019	DESCRIPCIÓN
I2900460	IBO	IBO	Mobiliario
I2900800	IBO	IBO	Equipos de Medida
I2900900	IBO	IBO	Vehículo Eléctrico
I2900500	TER	TER	Terrenos y bienes naturales

Adicionalmente, tanto en la definición del modelo retributivo como en las tipologías de inversiones incluidas en el artículo 8 se ha dado un tratamiento diferenciado a las denominadas “inversiones excepcionales en la red de distribución” ($IE_{n,25 \rightarrow n-2}^i$), definidas como aquellas actuaciones cuya retribución corresponda al sistema, ejecutadas por una empresa distribuidora, cuyo coste suponga por sí mismo una cuantía superior al 50 por ciento del límite máximo individual de inversión fijado para dicha empresa en ese año. Cabe destacarse que dichas actuaciones ya se encuentran contempladas en la normativa vigente, en el artículo 16.3 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre²⁸, como una de las excepciones que permiten que pueda superarse el volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema, por lo que se considera adecuado que dichas inversiones no quedan sujetas a los ajustes establecidos con carácter general en el modelo TOTEX, siempre que las mismas vengan debidamente justificadas en el plan de inversiones correspondiente al ejercicio a que se refieren.

4.2.4.2. *Retribución por extensión de la vida útil de las instalaciones REVU*

Se mantiene en la propuesta de Circular el término retributivo referido a la Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones (REVU) previsto en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, con el objetivo de incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria y así evitar que el sistema incurra en nuevos costes de inversión innecesarios. Dicho incremento de retribución se establece a través del parámetro REVU (Retribución por Extensión de Vida útil), una vez finalizada la

²⁸ [BOE-A-2013-13767 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.](#)

vida útil regulatoria de la instalación, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la misma, mediante la siguiente formulación:

$$REVU_n^i = \mu_{n-2}^i \times COM_{VU,n-2}^i$$

Donde,

- $COM_{VU,n-2}^i$ es la retribución por costes de operación y mantenimiento a valores unitarios de referencia de cada elemento de inmovilizado “i” que continúa en servicio tras superar su vida útil regulatoria en el año “n-2”.
- μ_{n-2}^i es el coeficiente de extensión de vida útil que tomará diferente valor en función de los años transcurridos (X) desde el final de la vida útil regulatoria de la instalación “i”, tal y como se detalla en la tabla siguiente:

Tabla 15. Coeficiente de extensión de vida útil de las instalaciones en función del número de años transcurridos desde la finalización de la misma

Periodo (años x)	μ_a^i
5 primeros años	0,30
Años 6 a 10	$0,30 + 0,01 \cdot (X - 5)$
Años 11 a 15	$0,35 + 0,02 \cdot (X - 10)$
A partir del año 16	$0,45 + 0,03 \cdot (X - 15)$

No obstante lo anterior, al margen de la aplicación del término REVU, al igual que en la metodología establecida en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, las empresas distribuidoras pueden hacer inversiones en renovación y mejora sobre instalaciones existentes para alargar su vida útil. Dichas inversiones serán consideradas en el cálculo retributivo según los criterios establecidos en la Circular.

4.2.4.3. *Retribución por otros costes directamente relacionados con la actividad de distribución*

Se introduce un nuevo término OC_n^i correspondiente a la retribución por otros costes directamente relacionados con la actividad de distribución que no se encuentran contemplados en los términos anteriores.

En dicho nuevo término se encuentran englobados la retribución en concepto de financiación del bono social, los costes de afiliación en la entidad de los gestores de red de distribución de la UE (DSO Entity) y la retribución en concepto de tasas de ocupación de la vía pública, concepto este último ya recogido expresamente en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

Asimismo, mediante resolución, previo trámite de audiencia, se podrán reconocer otros posibles costes derivados de otras funciones que tengan que abordar las empresas distribuidoras y que no sean gestionables por ellas, motivo por el cual no se consideran dentro de la senda de TOTEX establecida para cada semiperíodo regulatorio.

Cabe destacar en este sentido que el paquete de energía limpia (Directiva (UE) 944/2019 y Reglamento (UE) 943/2019 entre otros) prevé la creación de mercados locales, entendiendo por locales que su alcance quede contenido en una zona de oferta, es decir, en nuestro caso, cualquier mercado confinado dentro del sistema eléctrico peninsular español. Tendrían esta consideración los servicios de no frecuencia y restricciones del operador del sistema, pero también los servicios de flexibilidad en la red de distribución.

El paquete de energía limpia, respecto de los mercados locales en el ámbito de la distribución, establece un mandato en el artículo 32 de la Directiva (UE) 944/2019 a los Estados miembros para que proporcionen el marco jurídico necesario para permitir e incentivar que los gestores de redes de distribución obtengan servicios de flexibilidad con el fin de mejorar la eficiencia en la explotación y el desarrollo de la red de distribución.

En esta línea, el código de red de Respuesta de la Demanda adoptado por el Consejo de Reguladores de ACER del pasado 5 de marzo, contempla que los distribuidores deberán considerar en sus planes el uso de mercados locales para aliviar o posponer la necesidad de refuerzo o expansión de la red o para resolver congestiones o problemas de tensión en el sistema hasta que se completen los refuerzos necesarios.

En el ámbito nacional, se está actualmente trabajando en proyectos piloto en materia de mercados locales, con objeto de conocer las particularidades de esta nueva figura regulatoria.

En este sentido, si bien no se han definido por el momento una normativa específica a nivel nacional, la Circular prevé en este artículo un posible desarrollo futuro para considerar esta figura, al establecer la posibilidad de contemplar, en su caso, un tratamiento específico del reconocimiento retributivo de estos costes.

4.2.4.4. Reconocimiento de inversiones en proyectos piloto

Se recoge en esta Circular el reconocimiento ya previsto en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de inversiones en proyectos piloto que supongan un beneficio cuantificable para el conjunto del sistema. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá modificar la Circular informativa 8/2021, de 1 de

diciembre, o Circular que la sustituya, para introducir criterios adicionales que deberán seguirse para el reconocimiento de estas inversiones.

Tras el primer trámite de alegaciones se incluyó la mención expresa a la posibilidad de que dichos proyectos piloto estén orientados a adaptar las redes de distribución al cambio climático, siempre que su beneficio para el sistema esté debidamente justificado.

4.2.4.5. *Consideración de inversiones anticipatorias*

La nueva redacción del artículo 18 del Reglamento (UE) 2019/943, dada por el Reglamento (UE) 2024/1747, establece que las metodologías de fijación de tarifas deberán, entre otros, *“reflejar los costes fijos de los gestores de redes de transporte y de los gestores de redes de distribución y tener en cuenta tanto los gastos de capital como los gastos operativos, a fin de proporcionar a dichos gestores incentivos adecuados tanto a corto como a largo plazo, **incluida la inversión anticipatoria**, para aumentar la eficiencia”*. Así, en el expositivo 23 del Reglamento (UE) 2024/1747, se indica que *“las autoridades reguladoras deben promover la aceptación pública y el uso de inversión anticipatoria, fomentando la aceleración del desarrollo de la red para hacer frente al despliegue acelerado de la generación de energía renovable, también, en su caso, en zonas designadas de aceleración de la energía renovable y la demanda electrificada inteligente.”*

Las inversiones anticipatorias no constituyen una práctica habitual en el ámbito de la distribución eléctrica, donde el desarrollo de la red se realizaba, tradicionalmente, para atender a las solicitudes de acceso recibidas o por renovaciones necesarias. Esta forma de desarrollo de la red se hace para limitar el riesgo que se percibe en relación con las inversiones anticipatorias, especialmente en relación con la posible infrautilización del activo, lo que podría traducirse en un incremento de los costes para los consumidores, que debería, en cualquier caso, compensarse con beneficios proporcionales.

El pasado 3 de junio de 2025 la Comisión Europea ha publicado una guía sobre las inversiones anticipatorias²⁹, donde estas se definen como aquellas inversiones en activos de infraestructura de red que abordan de forma proactiva las necesidades de desarrollo de la red identificadas a medio y largo plazo, más

²⁹ [Commission Notice on a guidance on anticipatory investments for developing forward-looking electricity networks - European Commission](#)

allá de las correspondientes a los refuerzos relacionados con las solicitudes de conexión a la red actualmente existentes por parte de proyectos de generación o demanda. Dentro de esta guía, se citan diversos ejemplos de este tipo de inversiones que pueden suponer un ahorro de costes para posteriores desarrollos de red como un sobredimensionamiento de una subestación o de un transformador o duplicación de componentes que pueden facilitar una más ágil conexión de nuevos suministros.

La guía indica que los reguladores deberían introducir normas claras para la aprobación anticipada de las inversiones, basándose en la evaluación en el proceso de planificación de las instalaciones, de los riesgos derivados de una ejecución «demasiado temprana» frente a una ejecución «demasiado tardía» de los proyectos. Además, considera que una vez que los proyectos propuestos se han evaluado positivamente y se ha incurrido en costes justificados, estos deben ser reconocidos en su retribución.

Por otro lado, tal y como se indica en el apartado 4.2.1.2, el proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que ha sido sometido a trámite de audiencia e información pública el 12 de septiembre de 2025, define las inversiones anticipatorias como aquellas que cumplan las siguientes condiciones:

- su demanda en los 3 años siguientes no esté asegurada;
- permita conectar demanda en zonas donde la carencia o insuficiencia de la red existente impida el crecimiento de ésta;
- y tenga un efecto dinamizador en las demandas de la zona en los siguientes 3 años.

Esta propuesta de Real Decreto proyecta incrementar el límite máximo de inversión en la red de distribución (0,13% del PIB) en 1.540 millones € anuales, importe que deberá destinarse exclusivamente a un conjunto de inversiones estratégicas que podrán realizar las empresas distribuidoras con cargo a dicho extra límite. Se establece en dicho proyecto que como máximo el 15% (es decir, 231 millones €) podrá destinarse a inversiones anticipatorias.

Para garantizar la realización de este volumen de inversiones anticipatorias, se ha procedido a establecer en la Circular que las Inversiones sostenibles (IS) se incrementarán si una norma incrementa el límite de inversión previsto en la actualidad, sujeto a la realización de determinadas categorías de inversiones que no estén vinculadas a incrementos de potencia en el corto plazo.

4.2.5. Modificaciones relativas al cálculo de los incentivos

La metodología definida en la Circular establece un incentivo a la reducción de pérdidas (Capítulo V) y un incentivo a la mejora de la calidad (Capítulo VI) en la red distribución. Ambos incentivos estaban ya contemplados en la Circular 6/2019 siendo esta Circular continuista con el modelo anterior.

Las principales novedades introducidas respecto al modelo vigente, cuyo impacto se detalla en el apartado 7.1.5 son las siguientes:

- Simplificación respecto al modelo anterior.
- Definición de parámetros de referencia *ex ante*.
- Sustitución del mecanismo de suma cero por la incorporación de una limitación sectorial que garantiza la sostenibilidad del sistema.

Todo lo anterior contribuye a conferir al nuevo modelo un mayor grado de certidumbre, optimizando su eficiencia y transparencia, y fortaleciendo la solidez y estabilidad del marco regulatorio.

4.2.6. Presentación, supervisión y control de los planes de inversión

El Capítulo III de la Circular se refiere a la presentación, supervisión y control de los planes de inversión.

Con respecto a la presentación de los planes, se contempla que la CNMC pueda establecer mediante resolución la información y el formato a remitir en los planes, con el fin de asegurar el cumplimiento de los objetivos previstos en el artículo 32 de la Directiva (UE) 2019/944 y en los que se establezcan en la guía prevista de recomendaciones que el Plan de Acción sobre redes de la Comisión Europea encarga a ACER y CEER³⁰, en cuanto a los servicios de flexibilidad que se incorporarán, las infraestructuras de distribución que serán necesarias para conectar nuevas instalaciones de generación y de demanda, la transparencia necesaria, los escenarios contemplados y la coordinación con el operador del sistema.

³⁰ [EUR-Lex - 52023DC0757 - EN - EUR-Lex](#)

Asimismo, la mencionada resolución establecerá el contenido y formato en el que se deberá presentar la información para el seguimiento de los planes de inversión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Por otro lado, también respecto a la supervisión, se mantiene el contraste del grado de cumplimiento de los planes de inversión, ejecutados en los años n-4 a n-2, durante el último año de cada semiperiodo regulatorio, si bien se introducen las siguientes novedades:

- Se mantiene una penalización para aquellas empresas cuyo volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema finalmente ejecutado sea superior al aprobado en los planes de inversión, si bien se incorpora adicionalmente una penalización para aquellas empresas que no alcancen el 80% del volumen de inversión previsto aprobado. Dicha comparación tiene un carácter trienal en ambos casos, al igual que en la circular actualmente vigente, de forma que evalúa el volumen de inversión de las instalaciones de distribución puestas en servicio en los años n-4, n-3 y n-2.
- Se incorpora una banda neutra para la que no existe penalización, ni por exceso ni por defecto, al objeto de incorporar cierta flexibilidad adicional en la ejecución de las inversiones, considerando que, en ocasiones, existen causas no imputables a las distribuidoras que les impiden cumplir con las previsiones aprobadas. La banda neutra aplica cuando las inversiones alcanzan el 80% del volumen de inversión previsto aprobado y no superan el 110%. Dicha flexibilidad, unida al hecho de que la evaluación tenga carácter trienal, otorga a las distribuidoras suficiente margen para adaptar sus inversiones a los niveles previstos.
- El ajuste retributivo se efectúa sobre la retribución final del último año de cada semiperiodo regulatorio, en lugar de sobre el valor de inversión retribuable, al objeto de ajustar el mecanismo al nuevo modelo retributivo, donde la retribución tiene carácter de TOTEX. En este sentido, para el periodo regulatorio se ha establecido una minoración del 20% de la diferencia entre el volumen de inversiones puestas en servicio entre los años n-4 y n-2 y el límite inferior o superior de la banda neutra, calculado a partir del valor aprobado en los planes para dichos ejercicios. En caso de que una empresa sea penalizada por este concepto en el primer semiperiodo regulatorio, la minoración se incrementará hasta el 30% en el segundo semiperiodo.

A modo de ejemplo de aplicación de la penalización aplicable, se considera una empresa que tuviera un volumen de inversión previsto (VPI) para el conjunto del semiperiodo 2026-2028 de 100 M€ (inversiones 2024 a 2026). En caso de que el volumen de inversión retribuable (VI) de las inversiones realmente ejecutadas durante esos tres años fuera de 120 M€, dado que se supera la banda neutra fijada, se aplicaría una penalización del 20% de la diferencia entre el volumen de inversiones puestas en servicio (120 M€) y el límite superior de la banda neutra (110 M€). Esta penalización sería de $20\% \times (120 - 110) = 2$ M€ y se aplicaría directamente sobre la retribución final del año 2028, y únicamente durante dicho ejercicio.

Finalmente, en el artículo 16 de la propuesta de circular se establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer, mediante resolución y previo trámite de audiencia, una actualización de los costes unitarios de referencia. El objetivo es que dichos valores unitarios de inversión sirvan a futuro como referencia para evaluar la eficiencia y criterios de mínimo coste a los efectos del análisis de las diferentes alternativas de desarrollo de infraestructuras, a pesar de que los mismos no se empleen en el cálculo retributivo.

4.2.7. Incremento de la penalización relativa a la prudencia financiera

Se procede a incrementar la intensidad de la penalización en el siguiente periodo regulatorio, del 1% de la retribución, al 1,5%, para incrementar el incentivo a las empresas que aún no lo han hecho, a que se sitúen dentro de los rangos de valores recomendables de las ratios de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre.

Como se pone de manifiesto en la última Resolución por la que se establece el Índice Global de Ratios³¹ que ha aprobado la CNMC, relativa al ejercicio 2025, aún hay varias empresas cuyo Índice Global de Ratios de 2025 se sitúa por debajo de 0,9 y a las que se les ha aplicado un ajuste en su retribución. Estas son REDEXIS INFRAESTRUCTURAS, S.L.U., REDEXIS, S.A., NORTEGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U., GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.U. y DOMUS MIL NATURAL, S.A.

³¹ <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00224>

Aunque ninguna de estas empresas es titular de activos de distribución de energía eléctrica, se considera oportuno mantener la misma intensidad del incentivo en todas las actividades reguladas.

El incremento en la intensidad de la penalización resultaría aplicable a partir del cuarto año del periodo regulatorio 2026-2031, para dar tiempo a que las empresas que aún no se sitúan dentro de los rangos de valores recomendables de las ratios, puedan hacerlo.

5. ANÁLISIS JURÍDICO

5.1. Consideraciones Generales

La Circular se aprueba de acuerdo con la competencia otorgada por el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, el cual otorga a la CNMC la competencia para establecer mediante circular la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de distribución de energía eléctrica.

La propuesta de circular deroga la vigente Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica ya existente, adaptando metodología y parámetros de la retribución de la distribución para su aplicación en el nuevo periodo regulatorio 2026-2031.

La presente memoria justifica ampliamente los cambios introducidos en el modelo regulatorio a la vista de la experiencia adquirida en el período anterior con el objeto igualmente de adaptar la metodología retributiva a los cambios derivados del proceso de descarbonización

Esta circular ha sido remitida al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con carácter previo a su aprobación, a los efectos previstos en el artículo 1.5 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. El citado Ministerio ha emitido informe cuyo contenido y análisis se detalla en el apartado 6.4.

En virtud de lo anterior, y sobre la base de lo expuesto en la presente memoria, en particular, en los apartados 4, 6.3, 6.4 y 6.5, se considera que esta circular asegura mecanismos que garantizan la coherencia en la regulación.

5.2. Normas que se verán afectadas por la Circular

La propuesta de circular objeto de esta memoria deroga lo dispuesto en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

6. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

6.1. Comunicación previa pública

El 17 de enero de 2024 la CNMC publicó en su página web el calendario de circulares de carácter normativo cuya tramitación se iniciaría en el año 2024. El 19 de abril de 2024 se publicó una actualización³² del calendario para añadir otras circulares normativas que la CNMC prevé tramitar este año, entre las cuales se encuentra una *“Propuesta de Circular por la que se modifica la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para el periodo regulatorio 2026-2031.”*

Con ocasión de estas dos publicaciones se realizó una consulta pública previa identificando de manera expresa la necesidad, descripción y objetivos de las nuevas circulares y se dio a los agentes la posibilidad de aportar consideraciones previas a partir de la publicación en la página web.

6.2. Segunda consulta pública específica

Sin perjuicio de lo anterior, se consideró oportuno en el caso de la retribución de la distribución eléctrica realizar una segunda consulta pública específica formulando expresamente un conjunto de cuestiones a los agentes que la CNMC consideraba de interés para elaborar la propuesta de modificación de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, que se someterá a trámite de audiencia.

Esta consulta específica se justifica particularmente en los retos identificados para el nuevo período y que son diferenciales respecto a los del periodo

³² Calendario de Circulares:

https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/20240419_Calendario%20de%20circulares%20desarrollo%20normativo%202024-AMPLIADO.pdf

regulatorio anterior, ya que la metodología ha de adaptarse a los cambios derivados del proceso de descarbonización, asegurando el equilibrio entre el desarrollo de infraestructuras, un uso eficiente de las redes existentes y la incorporación de las nuevas funcionalidades que se espera de las mismas asociadas a la digitalización y a las nuevas figuras que emergen en el mercado eléctrico.

El plazo para remitir las observaciones finalizó el 24 de julio de 2024.

Las consultas planteadas se dividieron en los siguientes bloques:

1. Sobre el enfoque general de la metodología retributiva para el nuevo periodo regulatorio 2026-2031. En concreto:

- La posibilidad de establecer un mecanismo de retribución *ex-ante*, en función de los gastos previstos, estableciendo una recompensa (o penalización) por las eficiencias (o sobrecostes) conseguidas por las distribuidoras al finalizar el periodo regulatorio.
- La posibilidad de introducir modificaciones en el tratamiento retributivo de los costes de gestión y operación relacionados con:
 - La posible simplificación de los parámetros utilizados para la retribución.
 - Valoración de la consideración conjunta de distintos conceptos retributivos, ya sea estableciendo su retribución a través de valores de referencia en función del número de clientes o a través de una formulación alternativa
 - Propuesta del reparto de eficiencias entre las distribuidoras y los consumidores, identificando el método de cálculo de reparto
- La posibilidad de introducir modificaciones en el tratamiento retributivo de los costes de gestión y operación relacionados con considerar, en el cálculo de la retribución, la introducción de nuevas figuras y funciones de las empresas distribuidoras relacionadas, entre otras con las redes cerradas, las comunidades de energías renovables y comunidades ciudadanas energéticas, o de almacenamiento.
- La posibilidad de revisar la metodología actual, que contempla que las inversiones se retribuyan según el coste en el que realmente han incurrido las empresas, con un ajuste a mitad del periodo regulatorio en función de los valores unitarios de referencia, como medida para incentivar la eficiencia en los costes incurridos por los distribuidores.

2. Sobre la capacidad de incentivar un mejor uso de las redes eléctricas existentes y la agilización en la conexión de la generación y la demanda. En concreto:

- Si es necesario introducir criterios adicionales para el reconocimiento de determinadas inversiones, tales como:
 - Las correspondientes a inversiones que fuese necesario acometer en función de los desarrollos que se lleven a cabo a nivel europeo sujetas, en su caso, a las modificaciones legales oportunas (por ejemplo, inversiones anticipatorias).
 - Nuevas tipologías de inversiones y gastos adicionales a las incluidas en la Circular 6/2019, dada la evolución de la tecnología.
- Medidas que faciliten la implantación de soluciones innovadoras que demuestren su potencial para hacer frente al proceso de descarbonización.
- Propuestas para fomentar un mayor uso de la red, incentivando al distribuidor a aumentar la transparencia y mejorar sus procesos ligados a la tramitación de capacidad de acceso y conexión.
- Propuestas destinadas a asegurar que las inversiones se acometen tras el análisis de las distintas alternativas disponibles, como pueden ser la incorporación de mercados locales o una mayor incorporación de herramientas de digitalización y telegestión frente a la realización de inversiones.

3. Sobre la flexibilidad y transparencia en la elaboración de los planes de inversión. En concreto:

- Si es necesario contemplar un enfoque adicional relacionado con los planes de inversión dentro del marco retributivo
- La posibilidad de dotar de una mayor flexibilidad al reconocimiento retributivo de las inversiones realizadas por las distribuidoras.
- La posibilidad de contemplar la financiación adelantada de inversiones en la red de distribución por parte de los promotores en determinados casos donde estas no haya sido todavía incluidas en los planes de inversión.
- La adecuación del contenido de los planes de inversión que se trasladan a la CNMC para el cumplimiento de los objetivos de descarbonización y electrificación de la economía. En este sentido, cabría plantear el potencial tratamiento de las inversiones anticipatorias.

- La adecuación del contenido de los planes de inversión que se trasladan a la CNMC para el cumplimiento de los objetivos de descarbonización y electrificación de la economía. En este sentido, cabría plantear la inclusión de opciones de flexibilidad, según se prevé en el artículo 32 de la Directiva (UE) 2019/944.
- Cualquier otra necesidad de desarrollo de las redes impuesta por normativa estatal o comunitaria como, por ejemplo, desarrollos de infraestructuras de recarga para vehículos eléctricos.

Adicionalmente, **se solicitaron comentarios sobre la necesidad de incorporar modificaciones en la Circular informativa 8/2021 acordes con las posibles adaptaciones propuestas en la metodología retributiva**, al considerar que la información procedente de la citada circular informativa es crucial para establecer una retribución para las empresas que se ajuste al principio de retribución de una empresa eficiente y bien gestionada, tal y como se establece en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

Finalmente, se solicitaron consideraciones adicionales sobre otros aspectos de la Circular 6/2019 no señalados en los apartados anteriores, así como posibles propuestas de nuevos mecanismos retributivos, siempre que garanticen el adecuado desarrollo de la actividad de distribución, incentivando la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, con criterios objetivos, homogéneos en todo el territorio español y al menor coste posible para el sistema.

Una vez finalizado el plazo señalado, se recibieron respuestas de 38 agentes:

- 5 distribuidoras y 4 asociaciones de distribuidoras
- 12 ayuntamientos y 1 asociación de entidades municipales
- 2 asociaciones de comercializadoras y 1 comercializadora
- 7 asociaciones relacionadas con el sector energético, adicionales a las indicadas en los puntos anteriores
- 3 empresas
- 1 cooperativa
- 2 particulares

Con el objeto de incrementar la transparencia y facilitar un mejor análisis de las cuestiones más relevantes, se han llevado a cabo diferentes reuniones con distribuidoras y asociaciones de distribuidoras en las que se han abordado el contenido de sus respuestas a la consulta previa, analizándose tanto el contenido de las aportaciones como las posibles alternativas en relación con las cuestiones planteadas. Asimismo, se mantuvo una reunión con las distribuidoras y asociaciones de distribuidoras tras el inicio del trámite de audiencia, con el fin explicar el contenido de la propuesta de circular.

6.3. Primer trámite de audiencia

Con fecha 4 de julio de 2025, y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la *“Propuesta de Circular x/2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica”* y su memoria se enviaron al Consejo Consultivo de Electricidad, a fin de que sus miembros pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas hasta el 4 de agosto de 2025. 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, indicándose expresamente que las alegaciones recibidas tendrían carácter público salvo que expresamente se indicase lo contrario. Advertida una errata, la memoria fue publicada y remitida de nuevo en fecha 7 de julio de 2025, ampliándose el plazo para remitir alegaciones hasta el 7 de agosto de 2025.

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

- En el ámbito de las empresas distribuidoras del sector eléctrico, se han recibido alegaciones de 29 empresas.
- En el ámbito de las asociaciones empresariales del sector eléctrico, se han recibido alegaciones de 4 asociaciones.
- En el ámbito de la Administración General del Estado, se han recibido alegaciones de la Oficina de Cambio Climático.
- En el ámbito de las Comunidades Autónomas, se han recibido alegaciones de 2 organismos autonómicos de energía y 9 Comunidades Autónomas.
- En el ámbito de los generadores, se han recibido alegaciones de una empresa y 3 asociaciones representativas de empresas de energías renovables.
- En el ámbito de los comercializadores, se han recibido alegaciones de 2 asociaciones representativas.

- En el ámbito de otros agentes, se han recibido alegaciones de asociaciones representativas de agregación y flexibilidad, desarrollo e impulso de la movilidad eléctrica, centros de datos y autoconsumo.
- En el ámbito de la industria, se han recibido alegaciones de una empresa y de 10 asociaciones representativas de distintos sectores industriales, tanto proveedores de las empresas de distribución eléctrica, como de industrias consumidoras de energía eléctrica que satisfacen, a través de los peajes de acceso, la retribución de dichas empresas.
- En el ámbito de las asociaciones empresariales, se han recibido alegaciones de 13 asociaciones, tanto nacionales como autonómicas.
- En el ámbito de otras asociaciones, se han recibido alegaciones de 3 asociaciones vinculadas con la transición energética.
- En el ámbito de las empresas del sector gasista, se han recibido alegaciones de una empresa.

A continuación, se resumen las alegaciones más destacadas, y se realiza una valoración de las mismas.

6.3.1. Alegaciones de carácter general

Se han recibido las siguientes alegaciones de carácter general:

- La propuesta no incentiva la inversión

Se alega que la propuesta no proporciona las señales adecuadas para incentivar la inversión por encima de la Inversión Histórica Sostenible (IHS), lo que puede poner en riesgo los objetivos del PNIEC y los compromisos europeos de transición energética.

Se prioriza la contención de los peajes como objetivo central, sin considerar las externalidades en el resto de la economía, lo que puede actuar como freno al desarrollo industrial y al crecimiento de la demanda. Los efectos de una subinversión en el contexto de electrificación de la economía tienen efectos mucho más graves e irreversibles en el medio plazo que la sobreinversión.

La propuesta supone una amenaza en la continuidad y supervivencia de empresas del sector e ingenierías altamente especializadas y disminución de empleo de calidad.

Se limita la innovación tecnológica, se reduce la escala de fabricación nacional de productos digitalizados y se frena la inversión en capacidades industriales. La industria del sector eléctrico se enfrenta a un riesgo de reducción de carga industrial.

Se puede producir una limitación de las inversiones, ya que las empresas pueden no asumir el riesgo que introduce la metodología, al no tener control sobre los incrementos de potencia ni los plazos en los que éstos se produzcan. El modelo introduce incertidumbre y puede dar lugar a que cuanto menos se invierta, más rentabilidad se obtenga.

CNMC: La metodología de esta propuesta de circular no limita en ningún caso la inversión, ni impone ningún techo o límite a ésta, sino que introduce un mecanismo de sostenibilidad al objeto de fomentar que la inversión necesaria en las redes de distribución se realice de forma sostenible, acompañada al crecimiento de la demanda. Resulta fundamental para la consecución de los objetivos del PNIEC y los compromisos europeos de transición energética, que la señal de precio para la electrificación no se vea penalizada.

- Se incrementa el nivel de riesgo

Se alega que la propuesta incrementa significativamente el riesgo para el distribuidor, ya que las inversiones por encima de la Inversión Histórica Sostenible (IHS) son a riesgo, al depender la recuperación de las mismas del incremento de potencia. El distribuidor asume el riesgo de decalaje entre las inversiones y su demanda asociada, y el potencial retraso en la electrificación de la economía. Los fabricantes de equipos indican que la incertidumbre en las empresas reguladas para realizar inversiones se trasladará a fabricantes y proveedores, dificultando la planificación de recursos, la automatización de procesos y las contrataciones necesarias para cumplir con los objetivos de la transición energética. Se solicita una reducción del nivel de riesgo.

CNMC: No se estima oportuno desvincular totalmente la retribución de las nuevas inversiones por encima de las sostenibles del crecimiento de la potencia, tal y como sugieren algunas alegaciones, ya que resulta necesario incentivar adecuadamente al distribuidor para garantizar la sostenibilidad económica del sistema eléctrico. Debe destacarse en este sentido que, al eliminarse la utilización de los valores unitarios de referencia como herramienta de contraste, es necesario establecer un mecanismo alternativo que permita asegurar que las inversiones se corresponden con las de una empresa eficiente y bien gestionada, tal y como señala el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

- Se desvirtúa la neutralidad y naturaleza del distribuidor

Se alega que la propuesta incentiva la conexión de nueva demanda, mientras que no incentiva las conexiones de nueva generación, autoconsumo,

almacenamiento, puntos de recarga, centros de datos, etc., lo que haría perder la neutralidad del distribuidor.

Una metodología que no preserve la neutralidad del distribuidor puede desnaturalizar su función, incentivando conductas orientadas exclusivamente a maximizar ingresos por captación de demanda, en lugar de optimizar el servicio de forma integral, equitativa y a largo plazo.

Se alega que el objetivo no debe ser sólo la sostenibilidad económica del sistema, sino que las redes posibiliten que el cliente obtenga mejores precios por el suministro eléctrico. Determinadas inversiones que no incrementan potencia pueden contribuir a dicho objetivo, así como mejorar la calidad de suministro y reducir las restricciones técnicas.

CNMC: Las obligaciones del distribuidor contenidas en la Ley del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo no se ven alteradas por esta Circular. Desde el punto de vista de la metodología de cálculo de la retribución de la distribución eléctrica, se considera que es clave orientar la misma, en el siguiente periodo regulatorio 2026-2031, a maximizar el uso de las redes y la conexión de la demanda. Lograr estos objetivos posibilitará a su vez integrar un mayor porcentaje de generación renovable, autoconsumo y almacenamiento. En todo caso, el porcentaje de retribución del distribuidor que se condiciona a la potencia es limitado, de forma que el distribuidor continuará teniendo un amplio margen de maniobra para realizar inversiones e incurrir en gastos sin que éstos conlleven incremento de potencia. En cualquier caso, debe destacarse que se ha incluido en la consideración de los incrementos de potencia anuales la relativa al almacenamiento. Asimismo, se mantienen los incentivos de calidad y pérdidas con el fin de fomentar la mejora en estas dos cuestiones claves para el consumidor.

- Asimetría con el transporte

Se alega que la Circular introduce una asimetría en la retribución de la distribución, respecto al transporte.

CNMC: De acuerdo con la normativa vigente, el transportista tiene entre sus funciones la de ejecutar la planificación de la red de transporte aprobada (artículo 36 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre) y, por tanto, tiene menor capacidad que los distribuidores de decidir entre el CAPEX y el OPEX, lo cual justifica no optar por un modelo TOTEX en el caso de la actividad de transporte.

- No se consideran los incrementos de coste por inflación y por obligaciones adicionales

Se alega que el modelo de retribución no considera la inflación ni los incrementos de coste que se derivarán de obligaciones adicionales, ni mitiga la incertidumbre asociada a la evolución futura de los costes de inversión.

CNMC: La Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía española, no permite aplicar mecanismos de indexación a la inflación. No obstante, el modelo de retribución incorpora mecanismos de actualización de costes, a la vez que incentiva la eficiencia. En este sentido, dentro del TOTEX real se incluye el CAPEX y el OPEX a valor auditado, incorporando por lo tanto los incrementos de coste que pudieran producirse durante el periodo regulatorio, así como los incrementos de coste que se deriven de obligaciones adicionales, y la evolución futura de los costes de inversión. Por otra parte, dentro del TOTEX de referencia, el OPEX de referencia se actualiza en función del crecimiento del RAB (inmovilizado bruto retributivo) y del número de clientes, con lo cual se irá incrementando a medida que se vayan poniendo en servicio nuevas instalaciones y que nuevos clientes contraten el acceso a la red. Por tanto, este mecanismo reconoce el incremento de costes a la vez que incentiva la eficiencia, puesto que el operador puede beneficiarse de parte de los ahorros obtenidos por las economías de escala.

Adicionalmente, el cálculo del IS referenciado tras el trámite de audiencia al PIB en lugar de a las amortizaciones correspondientes a las inversiones realizadas en periodos anteriores – tal y como se explica en la alegación siguiente-, permite una actualización anual de este parámetro a la realidad económica del país, asegurando, en consecuencia, un incremento progresivo de las inversiones admisibles sin incremento de potencia.

6.3.2. Alegaciones sobre las Inversiones Históricas Sostenibles (IHS)

- Se han recibido alegaciones en relación con la metodología de cálculo de las Inversiones Históricas Sostenibles (IHS), y en relación con su nivel o valor concreto.

Algunas alegaciones señalan que el nivel de inversiones de los últimos años no debe condicionar las inversiones futuras, y sugieren utilizar el límite de inversión fijado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

CNMC: Se ha aceptado parcialmente esta alegación, sustituyendo el IHS por una referencia externa a la propia empresa, el 80% del 13% del PIB, que proporciona unos valores superiores a la referencia calculada inicialmente, y resulta más sencilla de establecer por empresa.

- Por otra parte, se ha alegado en relación con la metodología de cálculo del IHS, que debería contemplarse el coste de reposición de los activos cedidos y financiados por terceros.

CNMC: No se ha estimado oportuno atender esta alegación, ya que el objeto del IHS no es garantizar la reposición de todos los activos, sino fijar un nivel de inversiones que asegure la sostenibilidad económica del sistema. Es más, el modelo de retribución de esta Circular promueve alargar la vida útil de las instalaciones y maximizar el uso de la capacidad disponible.

- Respecto al nivel del IHS, se han recibido alegaciones que consideran necesario elevarlo, para que el distribuidor tenga la posibilidad de abordar un mayor volumen de inversiones sin riesgo de que se produzcan incrementos de potencia.

Algunos agentes consideran que esto es además necesario para realizar inversiones que vienen impuestas por nuevas obligaciones normativas, especialmente en materia de protección de avifauna y medioambiente. Por otra parte, algunas alegaciones señalan que los nuevos activos de red deben incorporar funcionalidades adicionales (automatización, sensorización, ciberseguridad, interoperabilidad). Asimismo, los agentes solicitan el reconocimiento de inversiones anticipatorias. En general, se ha alegado a favor de que las citadas tipologías de inversiones se reconozcan a través de un incremento en el volumen del IHS, todo ello al objeto de garantizar la realización de las mismas sin riesgo, puesto que, atendiendo a su naturaleza, podrían no conllevar incrementos de potencia.

CNMC: Tal y como se indica en el 4.2.1.2, el Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, proyecta incrementar el límite máximo de inversión en la red de distribución (0,13% del PIB) en 1.540 millones € anuales, importe que deberá destinarse exclusivamente a un conjunto de inversiones estratégicas que podrán realizar las empresas distribuidoras con cargo a dicho extra límite. De ellas, al menos el 10% en digitalización, un máximo del 15% en inversiones anticipatorias y un máximo del 5% en instalaciones para la protección de la avifauna.

Para fomentar su realización, se procede a establecer que el nivel del 80% del 0,13% del PIB se incrementará en el caso de aprobarse el mencionado Proyecto de Real Decreto, sujeto a la realización de inversiones dentro del extra límite.

En particular, en caso de aprobarse el Proyecto de Real Decreto citado, el nivel del 80% del 0,13% del PIB se incrementaría para las empresas que hayan ejecutado inversiones con cargo al extra límite de inversión, en un

valor igual al valor de inversión previsto que exceda el límite del 0,13% del PIB, siempre que vaya asociado a alguna de las categorías de inversiones que no están asociadas a incrementos de potencia, según el porcentaje previsto para estas categorías en su plan de inversión. En cualquier caso, dicho volumen de inversiones no podrá ser superior a un porcentaje fijo del 30% de las inversiones realmente ejecutadas con cargo a dicho extra límite, si el proyecto de Real Decreto se aprobase en los términos actuales.

- Por último, cabe indicar que se han recibido alegaciones que indican que en el periodo regulatorio 2026-2031, habrá 81 distribuidoras que agotarán la vida residual de la base de activos. Como consecuencia de ello, la retribución por amortización disminuirá, y con ello el nivel del IHS. Las alegaciones indican la necesidad de desvincular la finalización de la vida residual con la metodología de cálculo del IHS.

CNMC: Se ha aceptado esta alegación, al sustituir el IHS por una referencia externa, de forma que el nivel de inversiones futuras deja de estar vinculado a la amortización de los últimos años.

6.3.3. Alegaciones sobre el parámetro de sostenibilidad K

- Establecer un valor constante y definido ex ante

Se alega que la K es volátil, decreciente, no se conoce ex ante, puede alcanzar valores negativos y no es fácil de predecir. Se propone fijar un valor constante a lo largo de todo el periodo regulatorio y definido ex ante.

CNMC: Se ha aceptado esta alegación, de forma que se fijará un valor del parámetro K que se mantendrá constante hasta el final del periodo regulatorio, fijándose de manera ex-ante en esta Circular.

- K única o K individual por empresa

Se han recibido alegaciones contrapuestas. Algunos agentes consideran que la K debe ser única para todas las empresas, mientras que otras valoran positivamente que sea un parámetro individual por empresa.

Las alegaciones que consideran que la K debe ser única para todas las empresas indican que un K distinto para cada empresa vulnera el principio de igualdad de trato y no discriminación, y socava la efectividad del principio constitucional de igualdad de mercado. Se crearán diferencias territoriales, que pueden llevar a distintas velocidades de electrificación, y a la deslocalización de la industria. Por otra parte, se considera que un K distinto para cada empresa vulnera el principio de tener en cuenta los costes de una empresa eficiente y bien

gestionada, ya que aquellas empresas que han sido más ineficientes y tienen una K superior, obtendrán mayor remuneración por sus nuevas inversiones.

Dentro de las alegaciones que proponen una K única, se menciona el valor de 400 €/kW, calculado a partir de los peajes medios de potencia y energía expresados en función de la potencia facturada, y de la retribución que una empresa esperaría recibir por las inversiones realizadas.

Las alegaciones que estiman oportuno que la K sea individual por empresa indican que el esfuerzo inversor de cada empresa no es idéntico por múltiples motivos: estado de la red de partida, grado de saturación de las conexiones con la red de transporte, volumen de solicitudes de acceso y conexión, tipología de clientes, dispersión, factores geográficos y operativos, nivel de interconexión con otras redes, etc. Indican que una K individual favorece que todas las distribuidoras independientemente de su tamaño o de la ubicación de sus infraestructuras tengan las señales necesarias para afrontar sus inversiones, mientras que una K única generaría una descarbonización no homogénea agravando la situación de empresas de pequeño y mediano tamaño y de territorios con dificultades y retos complejos, como el demográfico.

CNMC: En la versión sometida a trámite de audiencia, este valor se calculaba como un parámetro individual por empresa, ponderado en un 20% con el promedio del sector, que se calculaba a partir de las inversiones realizadas en los 3 últimos años previos al comienzo del periodo regulatorio y los incrementos de potencia observados, resultando una estimación del promedio sectorial de 286,38 €/kW, con los datos disponibles en aquel momento. Actualizando los datos para incorporar los datos de potencia a septiembre de 2025, se habría obtenido un valor ligeramente inferior, de 234 €/kW.

A la vista de las alegaciones recibidas, de la publicación del Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, y de las observaciones recogidas en el Informe del MITERD, en la versión sometida a segundo trámite de audiencia se consideró más adecuado vincular este parámetro a las inversiones previstas en el periodo regulatorio, todo ello al objeto de alinear el modelo con los objetivos establecidos a nivel nacional, tal y como se detalla en el apartado 4.2.1.3.

Para tener en cuenta las particularidades estructurales, geográficas y operativas que afectan a las empresas y que han sido puestas de manifiesto en el trámite de audiencia, así como en el Informe del Ministerio, este valor se corregirá mediante un factor progresivo que resulte en una K superior para las empresas con menos clientes, según se indica en el referido apartado.

6.3.4. Alegaciones sobre el límite LR del 3%

En la propuesta de Circular, se establece que el TOTEX retribuable no puede superar el 3% del TOTEX de referencia. Se han recibido diversas alegaciones sobre esta previsión:

- El límite del 3% supone un límite a la realización de inversiones que invade competencias del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Es asimétrico dado que el TOTEX retribuable no puede superar el 3% del valor de referencia, mientras que si el TOTEX calculado en base a los costes reales se sitúa por debajo de la referencia, sólo se permite capturar un margen del 60% - 40%.
- Se propone eliminarlo por ser innecesario, ya que el modelo dispone de otros elementos de control. Alternativamente, se propone flexibilizarlo o habilitar un mecanismo de revisión periódica.

CNMC: Se han modelado distintos escenarios de incremento de potencia, nivel de inversiones e incrementos de costes a lo largo del periodo regulatorio 2026-2031, resultando que, incluso en los casos más desfavorables, no se supera el límite LR del 3%. Es necesario destacar que este 3% se refiere al TOTEX total, y por lo tanto se calcula considerando no sólo la retribución de las nuevas inversiones que se realizarán en el próximo periodo regulatorio, sino también la retribución de toda la base de activos existente. Por lo tanto, no implica ningún tratamiento asimétrico respecto del IRM, que se aplica únicamente sobre las nuevas inversiones. Por último, cabe indicar que se ha modelado que este límite no se sobrepasa en caso de alcanzarse el límite máximo de inversión establecido por el Ministerio, incluyendo el extralímite que se encuentra actualmente en trámite de audiencia y considerando un incremento de costes de operación y mantenimiento anual, según se detalla en el apartado 4.2.2.3.

6.3.5. Alegaciones sobre el vector de potencia facturada

Se alega que la potencia facturada está sujeta a variaciones en los precios de los peajes, las estrategias de optimización de los consumidores que ajustan su contratación por periodos para minimizar su factura y las inspecciones. El distribuidor no tendría interés en que los consumidores reduzcan potencia contratada, a pesar de que entre sus obligaciones está el asesorar a los consumidores para determinar la mejor potencia contratada.

Se propone descartar la potencia facturada como vector, y sustituirla por alguna de las siguientes, más correlacionadas con el dimensionamiento de las redes y menos volátiles:

- La potencia máxima contratada al final de cada año (incluyendo excesos de potencia). Se informa en los formularios de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre. En su caso, se indica que no deben descontarse las bajas hasta que se extingan los derechos de extensión (3 años para B.T. y 5 años para A.T. según el artículo 28 del Real Decreto 1048/2013), dado que el distribuidor debe garantizar la capacidad correspondiente.
- La potencia adscrita por derechos de extensión o la potencia disponible para contratar.

Adicionalmente, algunas alegaciones solicitan que se consideren adicionalmente otros vectores como conexiones flexibles, contratos firmes de acceso, declaraciones de interés estratégico y planes de desarrollo regional.

También se solicita que se incluya el almacenamiento.

CNMC: Tal y como se ha indicado en el apartado 4.2.1.4, en la versión sometida a segundo trámite de audiencia se procedió a sustituir la referencia de la potencia facturada a futuro por el de potencia adscrita a los derechos de extensión, con ATR contratado.

Respecto a la potencia flexible y al almacenamiento, esta queda incorporada dentro de la potencia adscrita a los derechos de extensión.

6.3.6. Alegaciones sobre el periodo transitorio

Se propone ampliar el periodo transitorio, de 2026-2027 hasta al menos 2028. Las inversiones de 2026, que se comienzan a retribuir en 2028, ya están comprometidas y aprobadas en los planes de inversión. Se deberían retribuir a costes auditados igual que las de 2024 y 2025. De lo contrario se sometería a estas inversiones a un mecanismo de sostenibilidad que las empresas no han podido prever ni gestionar con anticipación.

Algunas empresas indican que las inversiones de 2027, que se empiezan a retribuir en 2029, estarán en una fase muy avanzada de planificación cuando se publique la Circular a finales de 2025, dado que los planes de inversión se presentan a las Comunidades Autónomas en febrero de 2026. Por ello, proponen extender también el transitorio hasta 2029.

CNMC: La introducción en 2028 de un contraste entre las inversiones reales de 2026 y una referencia de inversiones admisibles hace que el impacto del vector de potencia sea más progresivo. No obstante, tal y como se ha indicado en el apartado 6.2.4, con el fin de considerar que parte de las instalaciones pudieran estar planificadas, se pone una limitación al impacto que este contraste pudiera tener.

6.3.7. Alegaciones sobre el CAPEX

– Soterramiento

Se solicita suprimir los artículos 8.2 y 8.3 que limitan el reconocimiento de líneas soterradas fuera de zonas urbanizadas, indicando que reproducen el artículo 11 del Real Decreto 1048/2013, que se encuentra derogado por sentencia del Tribunal Supremo (Recurso 182/2014). Alternativamente, se solicita ampliar las excepciones de la propuesta (que lo imponga una normativa estatal o comunitaria), a que lo imponga también normativa autonómica, local, o cualquiera de los títulos autorizatorios necesarios para la ejecución de las instalaciones (declaración de impacto ambiental, autorización administrativa previa o de construcción, licencia de obras, o cualquier otro).

– Inversiones singulares del artículo 16.3 del Real Decreto 1048/2013

Las empresas de menos de 100.000 clientes alegan que las inversiones “singulares” del artículo 16.3 del R.D. 1048/2013 (actuaciones que suponen por sí mismas una cuantía superior al 50% del límite de inversión de la empresa), deben desvincularse de la condición relativa al incremento de potencia. En caso contrario, el parámetro K de 2025, construido a partir de inversiones ejecutadas en ejercicios pasados, pone en riesgo el reconocimiento de inversiones singulares que las empresas de menos de 100.000 clientes tengan incluidas en sus planes de inversión de 2026, 2027 y 2028. Se propone que estas inversiones se incluyan en un término diferenciado de la retribución de referencia y no estén sujetas a riesgo.

– Terrenos

Se alega que como los terrenos no se amortizan, deben considerarse de forma separada.

- Vida útil de las inversiones admisibles

En relación con la vida útil de las inversiones admisibles, se alega que atendiendo a las inversiones de los últimos años, el promedio sería de 20-25 años en lugar de 30 años. Además, algunos agentes solicitan fijar un valor distinto cada año, en función de la tipología de inversiones realizadas.

- Inversiones anticipatorias

Se alega que debería aportarse una mayor concreción del tratamiento retributivo de las inversiones anticipatorias. Se propone establecer criterios de evaluación ex ante claros y transparentes y retribución basada en costes auditados.

Como criterios evaluables, se mencionan los siguientes: Inversiones en posiciones de reserva en subestaciones e instalaciones de reserva en líneas; construcción de infraestructura aérea para doble circuito cuando solo sea necesario un circuito; canalizaciones subterráneas de reserva en cruces de carreteras o en salida de subestaciones. Se solicita que las inversiones anticipatorias se puedan justificar por planes de desarrollo digital, declaraciones de interés nacionales/autonómicas/municipales, integración de centros de datos, puntos de recarga o almacenamiento.

- Otros aspectos

Dentro de las alegaciones sobre el CAPEX, se solicita que las inversiones de 2024 y 2025, al retribuirse a coste auditado, se incluyan dentro del RI en lugar del RIA, en la retribución de referencia del CAPEX.

Se propone establecer la normativa contable como referencia prioritaria para el reconocimiento de inversiones, reconocer un almacén mínimo de equipos críticos, suprimir el artículo 7.7 para no descontar las bajas post-base del inmovilizado con derecho a retribución, así como ampliar o simplificar las tipologías de inversiones en sistemas de control y digitalización, con sus CINIs correspondientes.

CNMC: Respecto a los artículos 8.2 y 8.3 (soterramiento), se ha aceptado la alegación y se han suprimido.

También se han realizado las modificaciones oportunas para pasar a retribuir las inversiones singulares del artículo 16.3 del Real Decreto 1048/2013³³ como un “*passthrough*”, fuera del modelo TOTEX, en línea con las alegaciones recibidas. Estas inversiones son denominadas “inversiones excepcionales”, al objeto de diferenciarlas de las inversiones singulares de la actividad de transporte de electricidad, las cuales tienen unas características diferentes, incorporándose directamente como un término adicional *IE* en la retribución.

Respecto a la vida útil de las inversiones admisibles, se considera adecuado mantener un valor fijo, por simplicidad. Por otra parte, del análisis de los planes de inversión para los próximos años no se desprende que deba reducirse de 30 años. Si bien está prevista una mayor inversión en digitalización, los incrementos previstos en las inversiones en unidades físicas con vida media de 40 años, son superiores en términos relativos, lo que hace que la vida útil prevista se

³³ Se mantienen en el artículo 7.4 b) del Proyecto de R.D. por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que ha sido sometido a trámite de audiencia e información pública el 12 de septiembre de 2025.

incremente en los próximos años. En este sentido, un valor de 30 años sería conservador, no previéndose valores promedio inferiores a éste, tal y como se justifica en el apartado 4.2.2.

Con respecto a las inversiones anticipatorias, como se justifica en el apartado 4.2.4.5, para fomentar su realización, en línea con las alegaciones recibidas por parte de los agentes en el trámite de audiencia de la propuesta de Circular, se procede a establecer que el nivel del 80% del 0,13% del PIB se incrementará si una norma incrementa el límite de inversión previsto en la actualidad, sujeto a la realización de determinadas categorías de inversiones que no estén vinculadas a incrementos de potencia, entre las que se consideran las inversiones anticipatorias.

Por último, se ha revisado la redacción para aclarar que las inversiones de 2024 y 2025 se encontraban dentro del RI en lugar del RIA.

6.3.8. Alegaciones sobre el cumplimiento de los planes de inversión

Los agentes consideran excesiva la penalización del 50% del valor de inversión que se sitúe fuera de la banda neutra del 90% - 105% contenida en los Planes de inversión. Esta penalización, una vez calculada, se detrae de la retribución de un único ejercicio. En general, solicitan ampliar la banda neutra y reducir la intensidad de la penalización, o suprimirla. Asimismo, piden no aplicar penalizaciones durante el periodo transitorio.

Por otra parte, algunas comunidades autónomas han indicado que resulta necesario evaluar los planes de inversión con carácter anual, aunque los efectos económicos se calculen cada 3 años.

CNMC: Respecto a la necesidad de llevar a cabo una evaluación anual de los planes de inversión, cabe indicar que la misma está prevista en el Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que ha sido sometido a trámite de audiencia e información pública el 12 de septiembre de 2025. Lo cual es adicional al cálculo de los efectos económicos y consiguiente penalización económica que establece esta Circular, que se realiza cada 3 años.

Se han aceptado parte de las alegaciones recibidas, ampliando la banda neutra al 80% - 110%, y reduciendo la intensidad de la penalización del 50% al 20%, a través de una reducción de los parámetros LPS y LPI.

6.3.9. Alegaciones sobre el OPEX

Dentro de las alegaciones sobre el OPEX, se critica que la captura de eficiencias es excesiva. Se combina un recorte inicial del margen del 50% con un recorte adicional del 3% a través del factor de actualización FA, y se captura anualmente parte del margen entre el OPEX de referencia y el OPEX real, a través del IRM.

Se alega que los recortes llevan a la precarización del servicio y al deterioro del desempeño operativo de los distribuidores y su resiliencia ante fenómenos meteorológicos extremos. No incentivan la consecución de eficiencias adicionales porque serán capturadas.

Respecto a la clasificación de empresas en grupos 1 a 6 para el cálculo del factor de ajuste aplicable a la retribución del OPEX al comienzo del periodo regulatorio, se han recibido alegaciones contrapuestas, de forma que algunas empresas solicitan una mayor desagregación y otras una mayor agrupación. Se sostiene también que no debería realizarse ajuste a empresas con márgenes negativos.

En este mismo sentido, algunas empresas solicitan una mayor desagregación del parámetro μ mientras que otras solicitan una mayor agrupación. Sobre el parámetro θ , algunos agentes valoran su diseño, al tener en cuenta los costes medios y ser único para todas las empresas, mientras que otros solicitan un valor distinto para cada grupo 1 a 6.

Sobre el cálculo del margen de 2020, 2021 y 2022 a partir del cual se ha realizado el ajuste inicial, se alega que dentro de los ingresos de las empresas (COMGES+ROTD), se han considerado los asociados a la Tasa de ocupación de la vía pública (TOVP) y el Otro IBO, mientras que dentro de los costes no se han considerado de forma simétrica.

Por último, señalan lo siguiente en relación con los costes contenidos en el Anexo 2, a partir de los cuales se calcula el OPEX real:

- El CECO B007H1 “Ingresos por servicios y trabajos prestados” no debe netearse, ya que el artículo 27 ya prevé un ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades.
- Deben reconocerse las bajas incentivadas y los planes de salida, ya que son esfuerzos iniciales para lograr eficiencias futuras en los gastos de personal.
- Se deberían añadir al Anexo 2 los siguientes CECOS, que fueron considerados en los costes unitarios de referencia, y que por lo tanto están implícitamente incluidos en la retribución de referencia y en el cálculo del margen: B003A1 Control de fraude cuando existe un contrato asociado; B003A2 Control de fraude cuando no existe un contrato asociado; B007E1 Información financiera; B007G1 Contenciosos y litigios.
- Se deberían añadir al Anexo 2 los siguientes CECOS, a pesar de que no estaban incluidos en los costes unitarios de referencia, porque se alega que a partir de 2029 el modelo evoluciona hacia un esquema de “costes reales”: B001B1 Construcción; B001B2 Desmantelamiento; B003B1 Gestión de

impagados e insolventes; B010A1 Investigación y desarrollo en Proyectos Piloto; B010A2 Proyectos Piloto; B012A1 Orden ECO/797/2002; B012B1 Calidad comercial; B012C1 Resto de compensaciones.

- De forma residual, algunas alegaciones indican que se deberían añadir al Anexo 2 los siguientes CECOS: B007C2 Publicidad, B007C3 Donaciones y subvenciones, B011A1 Estatales, B011A2 Autonómicos, B011A3 Municipales, B015A1 Uso de locales ajenos para CT, B013A1 Sanciones y multas, B999A1 Otros.

CNMC: Respecto a la captura inicial de eficiencias en OPEX, en esta memoria se justifica detalladamente la existencia de un amplio margen entre la retribución por operación y mantenimiento que reciben las empresas y sus costes reales, resultando necesario realizar un ajuste al comienzo del periodo regulatorio, a fin de que los consumidores se puedan beneficiar de parte de dichas eficiencias, siendo el resto retenidas por las empresas distribuidoras como incentivo a continuar obteniéndolas en el siguiente periodo regulatorio. La clasificación en grupos 1 a 6 ha resultado necesaria por un criterio de prudencia, debido a las diferencias observadas en los márgenes de los distintos grupos de empresas, que han quedado documentadas en la memoria. No se estima oportuno realizar ajustes individuales por empresa, dentro de cada uno de los grupos, dado que la retribución debe calcularse para una empresa eficiente y bien gestionada. En este sentido, no se estima oportuno eximir a las empresas que individualmente tienen márgenes negativos del ajuste.

Respecto al factor de actualización FA, ya existía en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, habiendo podido las empresas distribuidoras obtener eficiencias adicionales al mismo, como ha quedado demostrado a la luz de los amplios márgenes existentes. A partir del segundo semiperiodo, el factor de actualización toma el valor de 1 como consecuencia del paso al modelo TOTEX. En ningún caso puede interpretarse que los ajustes realizados en la retribución del OPEX llevan a una precarización del servicio, ya que la retribución continúa siendo superior a los costes reales.

Sobre el cálculo del margen de 2020, 2021 y 2022 a partir del cual se ha realizado el ajuste inicial, se ha aceptado la alegación que indicaba una falta de asimetría en la consideración de la Tasa de ocupación de la vía pública (TOVP) y el Otro IBO en los ingresos y en los gastos, que se ha procedido a corregir. Como consecuencia de ello, el margen promedio disminuye del 36,65% al 24,85%, y el ajuste promedio se reduce del 21,99% al 12,42%.

Sobre la consideración de CECOS adicionales dentro del Anexo 2, se han incluido los CECOS asociados a control de fraude e información financiera, en línea con las alegaciones presentadas, si bien no se estima oportuna la incorporación del resto de CECOS por las siguientes razones:

- Las indemnizaciones de personal, como pueden ser las prejubilaciones y las bajas incentivadas, pueden conllevar grandes desembolsos por parte de las empresas, en ocasiones de varias anualidades para un trabajador. Estas indemnizaciones no se consideran costes necesarios para el desarrollo de la actividad de distribución eléctrica. El mismo criterio se utiliza en otras actividades reguladas. Por ejemplo, la Circular 1/2015³⁴ clasifica el tipo de coste CC-24 “*Gastos de personal: indemnizaciones*” y el CC-25 “*Gastos de personal: retribuciones a largo plazo al personal por prestaciones post empleo*” como gastos no localizables.
- Los gastos de publicidad, patrocinios, donaciones, etc., no se considera que deban satisfacerse con cargo a los peajes de acceso. Por ello, no se estima oportuno incluir los costes localizados en los CECOS B007C2 Publicidad y B007C3 Donaciones y subvenciones. El mismo criterio se utiliza en otras actividades reguladas. Por ejemplo, la Circular 1/2015 no permite imputar dentro de las actividades reguladas los tipos de coste CC-13 “*Gastos de publicidad, propaganda y relaciones públicas*”, ni CC-14 “*Gastos por patrocinios y donaciones*”.
- Las multas y sanciones a las que debe hacer frente una empresa regulada, no pueden repercutirse a los consumidores a través de los peajes de acceso, dado que ello eliminaría el carácter disuasorio de la sanción. Por ello, no se estima oportuno retribuir los costes incluidos en el CECO B013A1 Sanciones y multas. El mismo criterio se utiliza en otras actividades reguladas. La Circular 1/2015, por ejemplo, clasifica el tipo de coste CC-34 “*Multas y sanciones*” como no localizable.
- No se han considerado los costes incluidos en el CECO B011A2 Autonómicos, debido al principio de homogeneidad que establece la Ley 24/2013, según la cual éstos se podrán recuperar mediante suplementos territoriales. En relación con el CECO B011A3 Municipales, tampoco se han considerado, puesto que la Tasa de Ocupación de la Vía Pública (TOVP) está incluida en el término OC al que se refiere el artículo 14 de esta Circular.
- El CECO B007G1 Contenciosos y litigios incluye conceptos como el coste de los pleitos que las distribuidoras sustancian para recurrir normativa que les

³⁴ Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad.

afecta, sanciones impuestas por administraciones públicas, etc. Se considera que estos costes no deben repercutirse a los consumidores a través de los peajes de acceso.

- La introducción del OPEX real a valor auditado no implica que deban considerarse costes que hasta ahora no se venían retribuyendo dentro de los valores unitarios de operación y mantenimiento, y que quedan englobados dentro de otros conceptos retributivos.
- El CECO B007H1 “Ingresos por servicios y trabajos prestados” debe tenerse en consideración, sin perjuicio de los ajustes que procedan para su compatibilidad con el artículo 26, a efectos de que no se produzca una doble minoración.

6.3.10. Alegaciones sobre el término OC relativo a otros costes

Los agentes solicitan ampliar el término OC para incluir la totalidad de tributos estatales, autonómicos y locales, los impagos por parte de comercializadoras que no hayan abonado los peajes, los cánones por ocupación de zonas portuarias, carreteras y vías pecuarias, y los costes de afiliación en la DSO Entity. Se señala que el Reglamento (UE) 2019/943, artículo 53.7 indica que dichos costes se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas.

Algunas empresas solicitan que se incorpore una mayor concreción de la remuneración e incentivos de las inversiones y costes operativos para implantar y operar los mecanismos locales de flexibilidad. Algunas propuestas indican que el distribuidor podría percibir un margen equivalente al que recibiría de haber realizado la inversión alternativa. Otras propuestas solicitan que se reconozcan los costes en los que será necesario incurrir: gemelo digital, centro de control inteligente, actualización de Smart meters y bases de datos, y otros elementos de digitalización de la red.

CNMC: Se ha aceptado parcialmente esta alegación, incorporando los costes de afiliación en la DSO Entity. No se estima oportuno ampliar el término OC a otros tributos, como los tributos autonómicos, debido al principio de homogeneidad que establece la Ley 24/2013, según la cual éstos se podrán recuperar mediante suplementos territoriales.

Respecto a los impagos por parte de comercializadoras que no hayan abonado los peajes, cabe remitirse al artículo 40.2.j) de la Ley 24/2013, que establece como función de los distribuidores aplicar, facturar y también cobrar los peajes de acceso. Para efectuar el cobro deben realizar todas las actuaciones que resulten necesarias al efecto (tanto las reclamaciones extrajudiciales como, en su caso, las judiciales), sin que el impago del peaje por falta de pago voluntario del comercializador libere al distribuidor de atender su obligación de realizar

todas esas actuaciones necesarias para realizar el cobro, lo que además es conforme con la previsión legal que, en materia de liquidación de peajes, contiene el artículo 18.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que atribuye a los distribuidores la obligación de declarar al sistema los peajes y cargos con independencia de que haya tenido lugar su efectivo cobro (pues es su responsabilidad realizar las actuaciones necesarias para llevar a cabo dicho cobro).

Respecto a los mecanismos locales de flexibilidad, dado que por el momento no se ha definido una normativa específica a nivel nacional, se considera adecuada la previsión del artículo 14.2 de la Circular, que prevé un posible desarrollo futuro para considerar esta figura al establecer la posibilidad de contemplar, en su caso, un tratamiento específico del reconocimiento retributivo de estos costes. No obstante, cabe destacar que parte de los costes que se han indicado en las alegaciones, necesarios para la implantación de los mecanismos locales de flexibilidad, son inversiones de digitalización, que ya están contempladas en esta Circular y, por otra parte, requerían de una menor inversión de CAPEX en redes por lo que, la consideración del modelo TOTEX estaría implícitamente incentivando este tipo de mecanismos.

6.3.11. Alegaciones sobre la retribución por extensión de vida útil (REVU)

Las empresas de menos de 100.000 clientes alegan que 81 de ellas finalizarán la vida residual de la base de activos anteriores a 2014 en el periodo regulatorio 2026-2031, y para evitar perder capacidad financiera para invertir, solicitan revisar la vida residual, o evolucionar el término REVU para que incorpore adicionalmente un REVU Capex, con un valor del término de amortización, o bien del 50% de la retribución financiera. Por el contrario, algunas Comunidades Autónomas solicitan eliminar el REVU, al considerar que el mantenimiento de instalaciones de más de 40 años en lugar de su renovación puede repercutir sobre la calidad de suministro.

CNMC: se considera eficiente mantener un término REVU en los términos planteados en la propuesta de Circular, que incentive el mantenimiento de las instalaciones más allá de su vida útil, por razones de eficiencia económica.

Este proyecto de Circular no introduce ninguna previsión que modifique la vida residual de la base de activos puestos en servicio antes del 31 de diciembre de 2014, cuya fijación es anterior incluso a la Circular 6/2019, de 5 de diciembre. La Sentencia del Tribunal Supremo nº 67/2019, dictada en el recurso contencioso-administrativo nº 119/2017, respalda la metodología que fue aplicada en su momento en el cálculo de la vida residual, que en cualquier caso es anterior a esta Circular.

6.3.12. Alegaciones sobre la Disposición Transitoria Cuarta

La versión sometida a trámite de audiencia preveía en su Disposición Transitoria Cuarta que las empresas distribuidoras con menos de 1.000 clientes conectados a sus redes podrían solicitar de forma motivada a la CNMC que no les sea de aplicación el modelo TOTEX.

Se han recibido alegaciones que proponen ampliar el alcance de dicha disposición a todas las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, en base a lo siguiente:

- Debido a su baja representatividad, no condicionan la sostenibilidad del sistema.
- El modelo está pensado para las grandes empresas, pero resulta totalmente inconsistente cuando se aplica a los pequeños distribuidores.
- Alegan que no disponen de grandes consumidores, no tienen capacidad de capturar nuevas conexiones de grandes demandas de potencia y energía; y abastecen mayoritariamente al sector doméstico (donde se observa disminución de potencia contratada). Abastecen mercados maduros, en entornos rurales afectados por la despoblación.
- Indican que los estudios realizados muestran que no hay ningún tipo de correlación matemática para estas empresas entre la inversión anual realizada y la potencia contratada. Tampoco se observa correlación matemática entre el incremento de inversiones y el incremento de potencia anual registrado.
- En entornos rurales, es necesario hacer inversiones para mantener la calidad del servicio sin vinculación con incrementos de potencia. Por ejemplo, instalaciones de autoconsumo obligan a realizar inversiones para evitar variaciones de tensión.
- Las empresas tienen características técnicas, operativas y económicas distintas a las grandes empresas, lo que dificulta su adaptación a un modelo TOTEX.

CNMC: Se ha aceptado parcialmente esta alegación, ampliando el alcance de la disposición transitoria cuarta a las distribuidoras de menos de 10.000 clientes. Lo anterior responde al principio de proporcionalidad regulatoria, reconocido tanto en la normativa sectorial española como en la europea. Las empresas de menor tamaño presentan limitaciones estructurales y de recursos que dificultan la implantación inmediata de modelos avanzados de control de costes como el TOTEX. Por ello, se considera necesario establecer un marco regulatorio que permita una implementación gradual y ajustada a la realidad de estos operadores, atendiendo a criterios de proporcionalidad y eficiencia. Esta adaptación no impide que, en el próximo periodo regulatorio, puedan ser

incorporados al modelo retributivo TOTEX conforme a su evolución y capacidades.

Asimismo, la disposición transitoria garantiza la flexibilidad y gradualidad en la implantación del modelo, permitiendo que las distribuidoras más pequeñas dispongan de un periodo de adaptación para desarrollar las capacidades técnicas y administrativas necesarias. Esta medida es coherente con precedentes regulatorios y evita distorsiones competitivas o procesos de concentración no deseados, contribuyendo a la protección del consumidor y a la igualdad de acceso a la energía en todo el territorio. De este modo, se refuerza la seguridad jurídica y la estabilidad regulatoria, alineando la transición con el interés general y la sostenibilidad del sistema eléctrico.

Con esta medida, el modelo TOTEX sólo sería de aplicación obligatoria para el 16% de las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes.

6.3.13. Alegaciones sobre incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica

Se han recibido 33 alegaciones relacionadas con el incentivo a la reducción de pérdidas. De ellas, 22 han sido presentadas por empresas distribuidoras, 3 por asociaciones de empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes y el resto por otros organismos. Cabe señalar que una parte significativa de las alegaciones remitidas por las distribuidoras se limita a reiterar los argumentos expuestos por las asociaciones, sin aportar elementos diferenciadores.

Resulta fundamental destacar las valoraciones positivas recibidas en relación con las novedades introducidas en la metodología, principalmente la simplificación respecto al modelo anterior, la mayor certidumbre derivada de la definición de parámetros *ex ante*, y la sustitución del mecanismo de suma cero por la incorporación de una limitación sectorial. Estas modificaciones respecto al modelo anterior han sido ampliamente valoradas por su impacto positivo en la eficiencia, transparencia y estabilidad del marco regulatorio.

A continuación, se sintetizan los aspectos más relevantes puestos de manifiesto en las alegaciones recibidas.

Varias empresas distribuidoras subrayan la importancia de definir los formatos de los **datos de las medidas** facilitadas por el OS, así como la conveniencia de que el OS facilite a las empresas los ficheros con suficiente antelación, de forma que las distribuidoras puedan validarlos adecuadamente.

CNMC: La CNMC comparte esta valoración de las empresas. Con el objetivo de mejorar la transparencia, la CNMC pondrá a disposición de las empresas los

formatos empleados e instará al OS a poner los datos de las medidas a disposición de las empresas con antelación suficiente.

Respecto a la **referencia sectorial considerada**, algunos agentes exponen que el punto de partida histórico de cada distribuidora condiciona los resultados y sugieren definir referencias individuales para cada empresa. En este sentido, también consideran apropiado introducir una diferenciación por niveles de tensión. Además, muchas empresas alegan que la referencia establecida es excesivamente exigente. Asimismo, algunos agentes plantean sustituir el valor de referencia por un intervalo de referencia, dotando así de mayor flexibilidad al modelo.

CNMC: Tras analizar las distintas aportaciones y evaluar los distintos escenarios, se considera adecuado mantener la estructura de la propuesta, evitando añadir complejidad a la formulación y emplear una misma referencia sectorial para todas las empresas. Si bien, considerando que los valores inicialmente fijados podrían resultar excesivamente exigentes en algunos casos, se estima oportuno establecer un intervalo de cumplimiento en lugar de un valor de referencia, de forma que, si las pérdidas de la empresa distribuidora están dentro de esa banda de valores, no reciba bonificación ni penalización, mientras que si su nivel de pérdidas se sitúa por debajo o por encima de los límites establecidos reciba bonificación o abone penalización en función de lo alejado que esté de los valores mínimo y máximo del intervalo de referencia establecido.

En cuanto al método de **cálculo de las pérdidas de energía** ($E_{PERD_k^i}$), varios agentes proponen formulaciones alternativas: incluir un ajuste zonal sobre $E_{cons,k}^i$ para niveles de tensión inferiores a 36 kV, calcular las pérdidas como el cociente entre las pérdidas absolutas y la energía medida en sus puntos fronteras sin descontar las exportaciones a otras distribuidoras, etc.

CNMC: Si bien es cierto que puede haber diferentes modelos válidos, pero dado que es necesario decantarse por una opción, se ha optado por ser continuista y mantener la definición que se ha venido empleando históricamente, priorizando la simplicidad de la formulación.

Uno de los agentes expone que el hecho de considerar el promedio de pérdidas del trienio (n-2, n-3, n-4) en el **cálculo del indicador** que determina si una empresa debe recibir bonificación o abonar penalización provoca que las empresas que parten con un nivel pérdidas superior a la media sectorial tarden más tiempo en ver recompensados sus esfuerzos para reducir las pérdidas. En este sentido, proponen tener en cuenta únicamente las pérdidas del año n-2, en el cálculo del indicador.

CNMC: Tras haber efectuado los análisis pertinentes, se considera oportuno aceptar esta alegación.

En lo referente al **ajuste según la evolución individual** de las empresas (AP_n^i), varios agentes señalan que el umbral de mejora individual establecido en la propuesta es inalcanzable, poniendo además de manifiesto que en lugar de un mecanismo basado en umbrales de cumplimiento sería más adecuado aplicar un factor calculado en función del grado de evolución de la distribuidora, así como aumentar el peso de este factor dentro del cálculo del incentivo.

CNMC: Tras examinar las observaciones recibidas se considera oportuno modificar el factor que evalúa la evolución individual, aplicándolo de manera continua y lineal, según el grado de mejora o empeoramiento. Además, se aumenta su peso dentro del incentivo, pasando de un 2% a un 50%, garantizando así que los esfuerzos de las distribuidoras para reducir sus pérdidas sean debidamente reconocidos y recompensados.

Respecto a la **limitación de bonificaciones si las pérdidas se han incrementado en variación interanual en un porcentaje igual o superior al 150 por ciento**, algunos agentes señalan que debería considerarse el impacto que los sucesos de fuerza mayor o extraordinarios podrían tener para aquellas empresas que hayan llegado a valores de pérdidas difícilmente mejorables.

CNMC: Tras analizar esta observación, se ha optado por eliminar esta limitación puesto que se considera que, al incrementar el peso de la evolución individual de la empresa, ya se estaría contemplando esta casuística.

Respecto a la **intensidad del incentivo** y los límites máximos de penalización y bonificación aplicables a las empresas ($BMAX$, $PMAX$), se han recibido alegaciones en sentidos opuestos: algunas solicitan aumentar la intensidad hasta $\pm 6\%$, mientras que otras proponen reducirla a $\pm 2\%$.

CNMC: Considerando estas divergencias, se estima oportuno mantener la intensidad del $\pm 4\%$ incluida en la propuesta.

En relación con el **límite sectorial** aplicado a las bonificaciones, incluido para acotar el impacto del incentivo sobre el sistema, se pone de manifiesto la posibilidad de revisarlo al inicio de cada semiperiodo, así como incorporar un límite simétrico para la penalización sectorial.

CNMC: Una vez examinados los distintos escenarios, se considera adecuado fijar un límite del 2% para las bonificaciones para todo el periodo retributivo, sin bien, se estima oportuno establecer un límite equivalente del -2% para las penalizaciones sectoriales, garantizado así un tratamiento equilibrado.

Respecto al **precio de la energía de pérdidas**, algunos agentes estiman que el valor asignado es excesivo y sugieren varias alternativas: la inclusión de un

factor de ajuste sobre el precio, no tener en cuenta los servicios de ajuste en el precio, establecer directamente un valor menor, etc.

CNMC: Teniendo en cuenta, que, en último término, el incentivo de pérdidas impacta en el consumidor final a través de los peajes de acceso, se considera adecuado mantener el precio propuesto, basado en mercados de futuros, sin introducir factores adicionales.

6.3.14. Alegaciones sobre el tratamiento de pérdidas no gestionables

En lo relativo a la incorporación de las pérdidas no gestionables en la metodología, la acogida por parte de los distintos agentes ha sido desigual. Mientras algunas distribuidoras consideran esta medida un avance, otras manifiestan su rechazo al tratamiento diferenciado que se propone para este tipo de pérdidas, ponen de manifiesto que las pérdidas en la red de distribución dependen principalmente de la acción de cada empresa distribuidora y advierten que, en ningún caso se deben dar señales que puedan derivar en una legitimación involuntaria del fraude. Señalan, además, la dificultad técnica de definir con precisión el concepto de "bolsa de fraude" y de establecer un tratamiento adecuado para su consideración en el cálculo de los peajes.

Tras el análisis detallado de las alegaciones recibidas y en aplicación del principio de prudencia, la CNMC ha resuelto incorporar una disposición adicional que habilita la realización de una evaluación exhaustiva de la problemática identificada. Dicha disposición faculta a la CNMC para determinar, mediante el desarrollo de una metodología específica, el tratamiento regulatorio y retributivo que corresponda, garantizando así la adecuada adaptación del marco normativo a las circunstancias detectadas.

En consecuencia, se establece que la repercusión retributiva derivada de esta evaluación se aplicará al final de cada semiperiodo regulatorio, siendo el ejercicio 2028 el primero en el que, en función de lo acontecido durante dicho semiperiodo, podrá producirse un ajuste directo en la retribución reconocida. Esta medida refuerza la seguridad jurídica y la flexibilidad del modelo, permitiendo una respuesta regulatoria proporcionada y alineada con el interés general del sistema eléctrico.

6.3.15. Alegaciones sobre el incentivo a la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución.

Se han recibido 38 alegaciones relacionadas con el incentivo a la mejora de la calidad. De ellas, 24 han sido presentadas por empresas distribuidoras, 2 por asociaciones de empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes y el resto por otros organismos. Cabe señalar que una parte significativa de las

alegaciones remitidas por las distribuidoras se limita a reiterar los argumentos expuestos por las asociaciones, sin aportar elementos diferenciadores.

Al igual que para el incentivo a la reducción de pérdidas, es necesario poner de manifiesto las valoraciones positivas recibidas, principalmente relativas a la certidumbre derivada de la definición de parámetros *ex ante*, la sustitución del mecanismo de suma cero por la incorporación de una limitación sectorial y la reducción del peso derivado de las medidas de *NIEPI*. Las modificaciones introducidas han sido reconocidas por mejorar la eficiencia, la transparencia y la estabilidad del marco regulatorio.

A continuación, se resumen los aspectos más relevantes señalados en las alegaciones recibidas.

- Sobre la información empleada para el cálculo

Algunas distribuidoras cuestionan las posibles **implicaciones de utilizar los datos declarados en la Circular informativa 8/2021** en lugar de la BBDD de la DGPEM (GECOS).

CNMC: En este sentido, es necesario subrayar que en el Anexo I de la propia Circular informativa 8/2021, donde se detallan las instrucciones precisas para rellenar los distintos formularios, se especifica que el formulario D1 de continuidad de suministro '*Se completará con los datos correspondientes a la continuidad de suministro auditada por los distribuidores y declarada a la DGPEM en el sistema CEL*'. Por tanto, el hecho de utilizar de los datos informados en la Circular informativa 8/2021 tiene como única finalidad facilitar y automatizar los procesos de cálculo desarrollados por parte de la CNMC para llevar a cabo el cálculo de la retribución, siendo obligación de las empresas distribuidoras garantizar que la información declarada sea coincidente con aquella declarada a la DGPEM a través de los procedimientos establecidos.

- Sobre las interrupciones consideradas

Por otro lado, se han recibido alegaciones relativas a la tipología de las **interrupciones consideradas**, en concreto se propone excluir tanto las interrupciones programadas como las de transporte.

CNMC: se considera pertinente mantener ambas tipologías en el modelo. Por un lado, la gestión efectuada por las empresas distribuidoras afecta al número y la duración de las interrupciones programadas y, por otro lado, históricamente se han considerado las interrupciones de transporte, por lo que mantenerlas garantiza la trazabilidad y el seguimiento de los índices de calidad.

El transportista dispone de una póliza de seguro específica que cubre los daños y perjuicios ocasionados en la red de distribución como consecuencia de incidentes imputables a su actividad. En virtud de esta cobertura, y conforme a lo previsto en la normativa sectorial, la aseguradora del transportista asume la responsabilidad económica derivada de dichos incidentes, permitiendo que el distribuidor pueda repercutir contra el transportista en caso de que se le exija responsabilidad por parte de terceros o de la Administración. Este mecanismo refuerza la seguridad jurídica y la protección de los intereses de los distintos agentes del sistema eléctrico, garantizando la adecuada reparación de los daños y la continuidad del servicio en condiciones de equidad y transparencia.

Esta responsabilidad se enmarca en lo dispuesto en el artículo 40 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que regula las obligaciones de los titulares de instalaciones de transporte, incluyendo el mantenimiento de condiciones de seguridad y funcionamiento adecuadas, lo que implica la necesidad de contar con mecanismos de cobertura frente a daños a terceros o a otras instalaciones del sistema eléctrico.

- Sobre las referencias sectoriales

Por otro lado, varios agentes exponen en sus observaciones que estiman excesivamente exigentes las **referencias sectoriales establecidas para TIEPI y NIEPI**. Asimismo, han planteado la posibilidad de definir referencias individualizadas por empresa y han señalado el hecho de que las distribuidoras de más de 100.000 clientes condicionan los valores de referencia.

CNMC: Tras valorar las aportaciones recibidas, y considerando que pueden existir diferentes modelos válidos, se ha optado por mantener un enfoque continuista y mantener una referencia sectorial única, garantizando la trazabilidad respecto a los años anteriores, facilitando la comparación con los índices de calidad empleados a nivel nacional y priorizando la simplicidad en la formulación. No obstante, atendiendo a la petición de las empresas, y considerando la evolución positiva del conjunto del sector en los últimos años, se ha estimado adecuado relajar los objetivos de calidad establecidos para el TIEPI, de forma que aumenten las bonificaciones y disminuyan las penalizaciones, reconociendo así el compromiso y el esfuerzo demostrado por las empresas en la mejora de la calidad del suministro en sus redes de distribución. Asimismo, con la finalidad de dar un mayor peso en el incentivo a la evolución individual de las empresas, se ha sustituido el ajuste de evolución en función del NIEPI por un ajuste que tiene en cuenta la evolución histórica de la empresa en función del TIEPI, empleando una referencia individual definida ex ante.

- Respecto a la limitación de bonificaciones por empeoramiento igual o superior al 150% en alguna de las zonas de distribución

Algunos agentes reclaman considerar el impacto que los eventos de carácter extraordinario podrían tener para aquellas empresas que hayan llegado a valores de pérdidas difícilmente mejorables.

CNMC: Tras analizar esta observación, se ha optado por eliminar esta limitación puesto que se considera que, teniendo en cuenta el incentivo en su conjunto, no sería necesaria.

- En cuanto a los valores umbral de TIEPI fijados para determinar los valores máximos y mínimos del incentivo

Algunos agentes proponen relajar el umbral que da lugar a la máxima penalización.

CNMC: Tras evaluar los distintos escenarios y teniendo en cuenta las modificaciones efectuadas en las referencias sectoriales, se ha decidido mantener los valores establecidos en la propuesta de resolución.

- Respecto a la intensidad del incentivo

En relación con la intensidad del incentivo y los límites máximos de penalización y bonificación aplicables a las empresas (*BMAX*, *PMAX*), dentro del sector hay opiniones contrapuestas y se han recibido alegaciones tanto a favor de incrementar la intensidad del incentivo como instando a reducirla, de forma que se considera adecuado no modificar los valores definidos en la propuesta de resolución.

- En relación con el límite sectorial aplicado a las bonificaciones

En las alegaciones se pone de manifiesto la posibilidad de revisarlo al inicio de cada semiperiodo, así como la posibilidad de incorporar un límite simétrico para la penalización sectorial.

CNMC: Una vez examinados los distintos escenarios, se considera adecuado fijar un límite del 2% para las bonificaciones para todo el periodo retributivo, sin bien, se estima oportuno establecer un límite equivalente del -2% para las penalizaciones sectoriales, garantizado así un tratamiento equilibrado.

- En cuanto a las penalizaciones derivadas de las inspecciones de calidad de suministro efectuadas por la CNMC

Varios agentes solicitan la revisión de los criterios, atendiendo a la gravedad, el impacto o la relevancia de la irregularidad detectada. Asimismo, reclaman que la penalización se aplique en una única retribución.

CNMC: Tras evaluar las observaciones presentadas, se considera necesario la aplicación de la penalización hasta que se tenga constancia de que la incidencia detectada ha sido debidamente solventada. Por otro lado, si bien se estima que las actas de inspección puestas a disposición de las empresas son suficientemente claras y auto explicativas, y en línea con los principios de transparencia, se estima oportuno publicar un documento explicativo con los criterios empleados a efectos del cálculo de la retribución.

6.3.16. Alegaciones sobre otros aspectos

- Incentivos adicionales

Se han recibido alegaciones por parte de generadores, comercializadores, agentes del sistema eléctrico e industria, que solicitan una mayor proporción de incentivos en la retribución de las distribuidoras eléctricas, con penalizaciones y bonificaciones, o bien variabilizar una parte significativa de ésta, para vincularla al correcto desempeño de las funciones del distribuidor, que tienen un gran impacto sobre estos agentes.

Dentro de los incentivos propuestos están los siguientes: calidad de atención al cliente, transparencia y puesta a disposición de información a usuarios, desarrollo de inversiones en zonas rurales, implantación de puntos de recarga, acceso y conexión para la generación y la demanda, flexibilidad de suministro firme y flexible a nuevas demandas, lectura de medida bidireccional, medidas y gestión de autoconsumo colectivo, legalización de almacenamiento, mapeo y detección de recursos flexibles preexistentes y preparación para la incorporación de más flexibilidad, calidad de zonas industriales, mejorar la resiliencia, visibilidad y control remoto en puntos de alta sensibilidad como los centros de datos, innovación tecnológica y digitalización, minimización de micro cortes, reducción de plazos reglamentarios, incorporación de gestores y personal de campo, seguimiento del cumplimiento de la reglamentación industrial por parte de los titulares de las instalaciones, e incorporación de criterios de sostenibilidad en la contratación de inversiones y servicios de O&M en línea con la “*Net Zero Industry Act*”. También se propone establecer indicadores de calidad y una retribución variable que dependa del nivel de éstos, por ejemplo: número y tiempo de retrasos en lectura y facturación de peajes, porcentaje de medidas estimadas, porcentaje de facturas regularizadas, etc. Algunos comercializadores valoran negativamente el abandono del ROTD y la descripción de tareas que contenía puesto que resta capacidad de control sobre las mismas.

CNMC: los incentivos e indicadores propuestos no se han incorporado de forma separada por la elevada granularidad y complejidad que se introduciría en el cálculo de la retribución, pero los objetivos hacia los que se dirigen se consideran relevantes, y están impulsados por la CNMC tanto en el ámbito de esta Circular, mediante la incorporación de la potencia como un vector que condiciona la

retribución de la distribución, como en otras Circulares, tales como la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, *por la que se establece la metodología y conexiones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica*, que desarrolla obligaciones y plazos exigibles a las distribuidoras.

- Retribución de la obra en curso

Se señala una asimetría con el transporte en la retribución de la obra en curso, y se solicita la ampliación del Factor de Retardo Retributivo de la Inversión (FRR) en al menos 1 año para incorporarla.

CNMC: no se considera que exista una asimetría puesto que en distribución no hay instalaciones singulares como en transporte. Estas instalaciones presentan procesos de construcción prolongados y una complejidad elevada tanto técnica como administrativa, que han justificado la necesidad de esta medida, limitada a las instalaciones singulares de transporte.

- Adquisiciones y otras operaciones entre empresas (Disposición Adicional Octava)

La Disposición Adicional octava establece que, a partir del segundo semiperiodo, se considerará a efectos del cálculo de la retribución de referencia por O&M de las empresas distribuidoras pertenecientes a un mismo grupo empresarial, el número total de clientes de dicho grupo. Las empresas de menos de 100.000 clientes piden quedar exentas, puesto que alegan que no siempre se alcanzan economías de escala a nivel de grupo en entornos rurales, dispersos y con discontinuidad de redes. Las empresas de más de 100.000 clientes afectadas por esta medida piden la creación de un escalón específico para ellas, o bien recalcular el parámetro μ (ahora α) del escalón en el que quedarían encuadradas en el segundo semiperiodo regulatorio, considerando a cada una de sus empresas de manera individual, para obtener el promedio.

CNMC: se viene observando en la práctica que los grupos empresariales mantienen sus empresas distribuidoras separadas jurídicamente, para no perder los ingresos que supone pasar a un escalón distinto de número de clientes. Esta práctica resta eficiencia al conjunto de la actividad, dado que limita el aprovechamiento de sinergias, lo que se considera especialmente relevante en el siguiente periodo regulatorio, en el que los costes auditados pasan a tener un papel más relevante en el cálculo de la retribución. Por ello, se considera necesario mantener la medida implementada en la Disposición Adicional octava, de forma que no se otorgue ninguna ventaja en la retribución a mantener las empresas separadas jurídicamente dentro del mismo grupo. No obstante lo anterior, se ha introducido una modificación, de forma que el valor considerado en el cálculo sea la media aritmética entre el grupo correspondiente a la empresa

distribuidora (según su número de clientes) y el correspondiente al considerar el número de clientes totales del grupo empresarial.

- Eventos extraordinarios y adaptación al cambio climático

Se alega que la metodología debería contemplar los eventos extraordinarios. Medidas de tipo preventivo (ex ante) como inversiones orientadas a incrementar la resiliencia de las infraestructuras, equipos móviles, repuestos estratégicos, cimentación de refuerzo en CT o líneas, que podrían estar acotadas a un valor del 1% -1,5% del IHS. Y medidas de tipo correctivo o adaptativo (ex post), que permitan dotar de recursos a los distribuidores en caso de un evento extraordinario: grupos electrógenos, combustible, personal de apoyo, sustitución de equipos. El mecanismo ex post debería asentarse en un procedimiento ágil de aprobación y ejecución para no tensionar la liquidez de las empresas.

Por parte de la Oficina Española de Cambio Climático, se propone incorporar criterios de adaptación al cambio climático para nuevas inversiones al objeto de dar visibilidad a su importancia. En concreto, propone mencionar en el preámbulo y en el objeto de la Circular la necesidad de la adaptación al cambio climático para transformar las redes eléctricas en redes resilientes para transmitir la importancia de esta cuestión, y evitar grandes pérdidas económicas en el caso de eventos meteorológicos extremos. Asimismo, sugiere la incorporación de la referencia a estas inversiones en el artículo 8 de la circular y en artículo 15 referente a los proyectos piloto.

CNMC: se comparte la necesidad de contemplar en la metodología la adaptación de las redes al cambio climático y a los fenómenos meteorológicos adversos, por lo que se ha aceptado parcialmente la alegación, incorporando esta referencia en el preámbulo y en el cuerpo de la circular.

- Singularidades de los territorios no peninsulares

Algunas distribuidoras que operan en los territorios no peninsulares solicitan poder adherirse a la Disposición Transitoria cuarta para que no se les aplique el modelo TOTEX, debido a las particularidades de operar en un sistema eléctrico no peninsular y los costes que ello conlleva.

CNMC: No se ha aceptado esta alegación, dado que la metodología de retribución considera dentro de sus parámetros los costes auditados incurridos por la propia empresa, que ya incorporan los costes de realizar la actividad en un sistema eléctrico no peninsular.

6.4. Informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

El artículo 1 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE, establece que la CNMC ha de tener en consideración, en el ejercicio de sus competencias de aprobación de las circulares normativas a las que dicho artículo se refiere, las orientaciones de política energética adoptadas por el Ministerio para la Transición Ecológica.

El 15 de abril de 2024, la CNMC actuando de acuerdo con lo establecido en el artículo 1.3 del Real Decreto-ley 1/2019, comunicó al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el calendario revisado de las circulares de carácter normativo que tenía previsto comenzar a tramitar durante el año 2024.

En este caso, el Ministerio no ha remitido orientaciones de política energética.

Sin perjuicio de lo anterior, el proyecto de Circular y su memoria explicativa fue remitida al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en fecha 4 de julio de 2025.

Con fecha 10 de octubre de 2025 ha tenido entrada en la CNMC Informe del Ministerio sobre la propuesta de Circular.

En dicho Informe, el Ministerio valora positivamente la Propuesta de Circular, en particular su compromiso con la sostenibilidad del sistema y la incorporación de penalizaciones retributivas por el incumplimiento de los volúmenes de inversión recogidos en los planes de inversión, así como la eliminación del esquema de suma cero en los incentivos.

No obstante, el Ministerio formula un conjunto de observaciones a efectos de su consideración por la CNMC.

Observaciones relacionadas con Política Energética:

El apartado 3.1. “Observaciones relacionadas con política energética” del citado informe recoge algunos aspectos cuya observación sería deseable, a juicio el Ministerio, con el fin de alinear la Propuesta de Circular con determinados objetivos de política energética. Se refiere en particular a cinco objetivos que parece formular *ex novo*, sobre la base de los cuáles valora las previsiones de la propuesta de Circular.

Los objetivos son los siguientes:

- a) Con el fin de incentivar el cumplimiento de los planes de inversión por parte de las empresas distribuidoras y contribuir así a los objetivos de electrificación de la economía, integración de renovables e incorporación a la red de nueva demanda que contribuya a la consecución de los objetivos de descarbonización de la economía, sería aconsejable que la nueva circular incluyese mecanismos retributivos que vinculen la retribución que reciban las empresas con el cumplimiento de los planes de inversión aprobados por la Secretaría de Estado de Energía.
- b) Con el fin de contribuir a la viabilidad y la reducción del impacto de las instalaciones necesarias para cubrir las necesidades identificadas por las empresas distribuidoras en sus planes de inversión, reduciendo al mismo tiempo el coste de estas para el sistema eléctrico y el tiempo necesario para su puesta en servicio, sería aconsejable que la nueva circular incluyese previsiones retributivas que incentiven la incorporación voluntaria de instalaciones existentes a la red de distribución.
- c) Con el fin de mejorar la eficiencia en el desarrollo y el uso de las redes de distribución y reducir el coste para el sistema eléctrico, sería aconsejable que la circular incluyese previsiones retributivas que incentiven a las empresas distribuidoras a adoptar medidas orientadas a la gestión flexible de sus redes.
- d) Sería aconsejable que los incentivos de calidad y pérdidas se diseñasen de tal forma que sólo supongan un ingreso adicional para las empresas distribuidoras cuando realmente se produzca una mejora en los índices asociados a estos incentivos motivada por la actuación de estas empresas.
- e) Sería aconsejable que la metodología retributiva incentivase el aseguramiento y mejora de la calidad del servicio prestado por las empresas, valorando la atención que se presta desde las distribuidoras tanto a las comercializadoras, incluyendo los envíos de medida en plazo, como a los consumidores finales, con especial atención al tratamiento de las solicitudes de autoconsumo y a las peticiones de instalación de puntos de recarga para el vehículo eléctrico.”

El informe concluye que el proyecto no cumple tres de los citados objetivos: los contemplados en las letras b), d) y e). Sigue a estos efectos la misma metodología que informes anteriores a proyectos de circulares en los que sí constaban adoptadas orientaciones de política energética.

En relación con esta cuestión debe señalarse que el Ministerio, como él mismo afirma en su informe, no ha establecido orientaciones de política energética para esta Circular y debe recordarse que las mismas han de adoptarse de acuerdo

con el procedimiento establecido en el artículo 1 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

A pesar de lo anterior, a continuación se resumen las observaciones y se da respuesta a las mismas:

- Introducción de mecanismos retributivos que vinculen la retribución que reciban las empresas con el cumplimiento de los planes de inversión aprobados por la Secretaría de Estado de Energía.

CNMC: como se indica en la página 10 del informe del Ministerio, el artículo 18 de la propuesta de Circular “*Evaluación de la ejecución de los planes de inversión*”, incorpora un mecanismo retributivo mediante el cual se evalúa cada 3 años, para cada empresa, la diferencia entre el volumen de inversión previsto en el plan de inversión y el realmente ejecutado. En caso de que las inversiones ejecutadas sean un 80% inferiores a las previstas en los planes de inversión, o bien un 110% superiores, se incorpora una penalización en la retribución.

- Se considera aconsejable que la Circular incluya previsiones retributivas que incentiven la incorporación voluntaria de instalaciones existentes, de generación o consumo, a la red de distribución.

CNMC: se ha procedido a incorporar una previsión retributiva en el sentido indicado por el Ministerio. El Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, sometido a trámite de audiencia e información pública en fecha 12 de septiembre de 2025, considera que estas instalaciones sólo computan al 50% a los efectos del límite de inversión. Por simetría con esta previsión que proyecta el Ministerio, se ha procedido a incrementar el nivel de las Inversiones Sostenibles (IS) en el 50% del valor de inversión de las instalaciones existentes, de generación o consumo, que se incorporen a la red de distribución.

De esta forma, el distribuidor tendría una ventaja en la incorporación de estas instalaciones, frente a construirlas de cero, puesto que el 50% del valor de inversión tendría garantizada su recuperación aunque no vayan acompañadas de incremento de demanda.

- Se considera aconsejable que la Circular incluya previsiones retributivas que incentiven a las empresas distribuidoras a adoptar medidas orientadas a la gestión flexible de sus redes.

CNMC: se considera que el modelo incentiva el aprovechamiento de la red existente y su gestión flexible, en la medida en que premia la incorporación

de potencia al sistema con las mínimas inversiones posibles, tal y como se ha indicado en el apartado 4.2.1. Por tanto, incentiva tanto los accesos flexibles como los mercados locales de flexibilidad con un enfoque global.

No obstante lo anterior con respecto a los mercados locales de flexibilidad, si bien no se han definido por el momento en una normativa específica a nivel nacional, el artículo 14.2 de la Circular prevé que la CNMC pueda aprobar, mediante resolución, el reconocimiento de costes derivados de los mismos, dentro del término OC (Retribución por otros costes directamente relacionados con la actividad de distribución).

- Se aconseja que los incentivos de calidad y pérdidas se diseñen de tal forma que sólo supongan un ingreso adicional para las empresas distribuidoras cuando realmente se produzca una mejora en los índices asociados a estos incentivos motivada por la actuación de estas empresas.

CNMC: tanto el incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de los artículos 22 y 23 como el incentivo a la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución de los artículos 24 y 25, de la propuesta de la Circular, ponderan no sólo la situación de una empresa con respecto a la referencia sectorial, sino también la mejora o empeoramiento de la empresa en el tiempo. De esta forma, se premia la actuación de las empresas para mejorar tanto sus pérdidas como su calidad de suministro. Considerando el informe del Ministerio, se ha incrementado el peso en ambos incentivos de la mejora o empeoramiento de las pérdidas y de la calidad de la empresa en el tiempo, premiando las actuaciones de las empresas para mejorar, restando peso a su situación estructural o histórica.

- Sería aconsejable que la metodología retributiva incorpore incentivos adicionales: aseguramiento y mejora de la calidad del servicio prestado por las distribuidoras a las comercializadoras y a los consumidores, envío de medidas en plazo, tramitación de solicitudes de autoconsumo, e instalación de puntos de recarga para el vehículo eléctrico.

CNMC: en el trámite de audiencia de la propuesta de Circular, se han recibido alegaciones por parte de generadores, comercializadores, agentes del sistema eléctrico e industria, que solicitan una mayor proporción de incentivos, con penalizaciones o bonificaciones, o bien variabilizar una parte significativa de la retribución para vincularla al correcto desempeño de las funciones del distribuidor, que tienen un gran impacto sobre estos agentes.

Los incentivos e indicadores propuestos no se han incorporado de forma separada por la elevada granularidad y complejidad que se introduciría en el cálculo de la retribución, pero los objetivos hacia los que se dirigen se consideran relevantes, y están impulsados por la CNMC tanto en el ámbito

de esta Circular, mediante la incorporación de la potencia como un vector que condiciona la retribución, como en otras Circulares, tales como la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, *por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica*, que desarrolla obligaciones y plazos exigibles a las distribuidoras.

- Sería conveniente extender la captación de un porcentaje del valor las ayudas a todo tipo de ayudas públicas, con independencia de si el origen de los fondos es europeo o no.

CNMC: en el trámite de audiencia de la propuesta de Circular, se han recibido alegaciones por parte de distribuidores a este respecto. Dado que se ha comprobado que la solicitud de ayudas conlleva un trabajo adicional para las empresas asociado no solo a la propia solicitud y a la documentación que deba acompañarla, sino también a las fases posteriores de justificación y, en su caso, de auditoría, así como la asunción de los costes financieros desde que ejecutan las inversiones hasta que perciben las ayudas, con la finalidad de incentivar a las empresas a solicitar dichas ayudas, se les va a permitir retener el 10 por ciento de dicha ayuda, sin que dicha cantidad pueda superar el límite máximo 10 millones de euros, independientemente de la procedencia de la ayuda.

Observaciones competenciales:

- La propuesta de Circular parece invadir competencias del Gobierno al establecer (art. 19) que será la CNMC la que determine mediante resolución el contenido y formato de los planes de inversión. Se considera que de acuerdo con lo que ya prevé el Real Decreto 1048/2013 (y que también se recoge en la nueva propuesta de real decreto que regula la inversión en redes) la CNMC puede proponer a la SEE el alcance que considere necesario para analizar la consecución de los objetivos previstos en el artículo 32 de la Directiva del mercado interior de electricidad.

CNMC: En relación con esta cuestión procede indicar que la competencia de la CNMC resulta clara, según establece el artículo 32 de la Directiva (UE) 2019/944³⁵:

“3. El desarrollo de una red de distribución se basará en un plan de desarrollo de la red transparente que el gestor de la red de distribución publicará al

³⁵ El plazo de transposición de la Directiva expiró el 31 de diciembre de 2020.

menos cada dos años y presentará a la autoridad reguladora. El plan de desarrollo de la red aportará transparencia respecto de los servicios de flexibilidad que se necesitan a medio y largo plazo, y establecerá las inversiones previstas en los próximos cinco a diez años, con especial énfasis en las principales infraestructuras de distribución que sean necesarias para conectar nuevas instalaciones de generación y nuevas cargas, incluidos los puntos de recarga para vehículos eléctricos. El plan de desarrollo de la red también incluirá la utilización de la respuesta de demanda, de la eficiencia energética, de las instalaciones de almacenamiento de energía o de otros recursos que el gestor de la red de distribución esté utilizando como alternativa a la expansión de la red.

4. El gestor de la red de distribución consultará a todos los usuarios de la red pertinentes y a los gestores de redes de transporte pertinentes sobre el plan de desarrollo de la red. El gestor de la red de distribución publicará los resultados de los procesos de consulta junto con los planes de desarrollo de la red y los presentará a la autoridad reguladora. La autoridad reguladora podrá solicitar que se modifique dicho plan.

Por otra parte, la presentación de una mera propuesta por la CNMC al Ministerio no se juzga suficiente en la medida que la misma carece de carácter vinculante y puede ser desatendida.

- La Propuesta de Circular señala que los costes unitarios que, eventualmente pueda aprobar la CNMC, servirán para valorar el volumen de inversión con derecho a retribución con cargo al sistema de los planes de inversión. El informe indica que este extremo no resultaría compatible con la propuesta de real decreto que está en tramitación. Además, considera que esta previsión invadiría las competencias del Gobierno relativas al establecimiento de los límites de inversión retribuibiles con cargo al sistema, al ser determinante para la eficacia de dichos límites la manera de valorarlos.

CNMC: El texto ha sido revisado eliminando la referencia de la utilización de costes unitarios en la valoración de los planes de inversión. Para ello, se ha suprimido el apartado 3 del artículo 19 de la propuesta de Circular que fue sometida a trámite de audiencia. El apartado 4 del artículo 19 se ha movido al punto 2 del artículo 16 “*Herramientas regulatorias para el cálculo de la retribución*”.

- Se considera que el artículo 15, al establecer que las inversiones en proyectos piloto serán excluidas a efectos del cómputo de límites, podría estar afectando de nuevo la competencia del Gobierno en la fijación de límites a la inversión ya que lo anterior supone, de facto, que la retribución con cargo al sistema que apruebe la CNMC podría llegar a superar el límite máximo que apruebe el Gobierno.

CNMC: Se acoge esta observación en tanto que la retribución de los proyectos piloto está sujeta a resolución específica de la CNMC, que ya evalúa caso por caso su impacto en términos de seguridad, calidad, eficiencia y sostenibilidad del sistema. Además, su aprobación queda supeditada al mantenimiento de la estabilidad financiera del sistema eléctrico, lo que garantiza que no se compromete el límite sectorial global de inversión.

Consideraciones generales sobre la metodología:

- El artículo 14 de la Ley 24/2013 establece que el régimen económico de la actividad de distribución permitirá la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo. Se sugiere, para no incrementar el riesgo para el distribuidor de forma que pudiera no llegar a cumplirse dicho principio, o bien transformar el modelo en un incentivo del tipo de los de calidad y pérdidas, o bien realizar ciertas mejoras en el modelo. Se señala que el incremento de riesgo puede provocar una detracción de las inversiones, que podría afectar a la electrificación de la economía. En concreto, los aspectos que el informe solicita considerar son los siguientes:

- Asimetría en el tratamiento de las empresas en relación con el IHS, puesto que el nivel de inversiones pasado condiciona el nivel de inversiones futuras sin riesgo.

CNMC: se ha modificado el IS (antes IHS) por una referencia externa a la propia empresa, el 80% del 0,13% del PIB, de forma que se elimina la asimetría a la que alude el Informe del Ministerio, y las inversiones pasadas no condicionan las inversiones futuras.

- Valorar que las inversiones anticipatorias, algunas inversiones de digitalización, y las inversiones para cumplir con obligaciones legales (como en materia de avifauna) no se sometan a riesgo de demanda.

CNMC: El Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, proyecta incrementar el límite máximo de inversión en la red de distribución (0,13% del PIB) en 1.540 millones € anuales, importe que deberá destinarse exclusivamente a un conjunto de inversiones estratégicas que podrán realizar las empresas distribuidoras con cargo a dicho extra límite. De ellas, al menos el 10% en digitalización, un máximo del 15% en inversiones anticipatorias y un máximo del 5% en instalaciones para la protección de la avifauna. Tal y como se ha indicado en el apartado 4.2.1.2, las NIA serán incrementadas con el volumen de inversiones que realicen las distribuidoras que no estén vinculadas a demanda de acuerdo con el Proyecto de Real Decreto teniendo en cuenta unos porcentajes máximos.

- Valorar que el IHS se incremente para incluir la reposición de activos cedidos por terceros.

CNMC: No se ha estimado oportuno realizar este cambio, ya que el objeto del IHS (ahora IS) no es garantizar la reposición de todos los activos, sino fijar un nivel de inversiones que asegure la sostenibilidad económica del sistema. Es más, el modelo de retribución de esta Circular promueve alargar la vida útil de las instalaciones y maximizar el uso de la capacidad disponible.

- Valorar sustituir la potencia contratada, que no depende exclusivamente de decisiones del distribuidor, por la potencia vinculada a los derechos de acometida o la capacidad de acceso otorgada en permisos de acceso de demanda. En caso de que la CNMC no dispusiese de esa información, podría valorarse la articulación de un periodo transitorio en el que se utilizase la potencia facturada hasta disponer de información de calidad.

CNMC: Se ha sustituido la potencia contratada por la potencia adscrita asociada a los derechos de extensión que cuenten con contrato de acceso a la red, de acuerdo con la información aportada por las empresas distribuidoras en virtud de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o circular que la sustituya, y sin perjuicio de posibles ajustes posteriores derivados de la inspección, tal y como se indica en el apartado 4.2.1.4.

- Articular los mecanismos que impidan someter a riesgo retributivo a los distribuidores que realicen inversiones para alimentar a otros distribuidores situados aguas abajo, en el caso de que dichas inversiones se justifiquen por la demanda que se conectará a la red de este último.

CNMC: De conformidad con lo previsto en la normativa vigente, el distribuidor aguas arriba está obligado a considerar en sus planes de inversión las solicitudes justificadas de refuerzo formuladas por el distribuidor aguas abajo, especialmente cuando dichas actuaciones estén motivadas por previsiones de crecimiento de la demanda en su ámbito de actuación. No obstante lo anterior, la CNMC realizará un seguimiento del tratamiento de las solicitudes de acceso de los distribuidores aguas abajo a los distribuidores aguas arriba, tal y como se detalla en el apartado 4.2.1.4. En cualquier caso, debe recordarse que la inclusión de dichas actuaciones en los planes de inversión debe responder a criterios de eficiencia técnica y económica, y estar debidamente justificada en el contexto de la planificación conjunta de la red de distribución.

- La propuesta de Circular incluye parámetros (LR, IRM, FA, LPS, LPI...) cuyo valor no puede anticiparse y que serán aprobados al comienzo de cada periodo regulatorio.

CNMC: Se considera necesario que los parámetros puedan modificarse antes del comienzo de cada periodo regulatorio, a fin de evitar la rigidez de los modelos retributivos y garantizar que la regulación pueda adaptarse para contribuir al cumplimiento de los objetivos pretendidos. No obstante, en las disposiciones de esta Circular se establecen los valores de estos parámetros para este periodo regulatorio, dando así la estabilidad necesaria a los distribuidores.

- Se valora de forma positiva que el modelo TOTEX puede incentivar la priorización de soluciones de flexibilidad en la atención de nueva demanda en detrimento de las basadas en la ampliación de redes. No obstante, las decisiones entre OPEX y CAPEX no sólo se refieren a opciones dirigidas a atender nueva demanda, por lo que se considera necesario incorporar alguna señal explícita o un incentivo externo adicional a los previstos.

CNMC: Se considera que el modelo TOTEX permite a la empresa optar por la combinación OPEX/CAPEX que resulte más eficiente, de forma que la señal o incentivo queda implícita e incorporada en la metodología propuesta.

- El parámetro K, si bien puede tener sentido que tenga un valor individual por empresa, podría ser conveniente introducir en su construcción algún elemento vinculado a valores medios sectoriales. Se observa que, dada su definición, su valor tendería a cero con el paso del tiempo, por lo que debería valorarse si este efecto pudiera ser perjudicial dada la fuerte necesidad de inversión para electrificar la economía. Parece adecuado que el parámetro K sea conocido ex ante y fijo para un periodo suficientemente largo.

CNMC: Tal y como se indica en el apartado 4.2.1.3, se procede a establecer un valor del parámetro K fijo para todo el periodo regulatorio y para el sector, estableciéndose referencias a dicho valor medio para tener en cuenta las particularidades de las empresas en función de su tamaño.

- La propuesta de Circular establece que el TOTEX que perciba la empresa no podrá ser superior al valor del TOTEX de referencia más un margen LR. Esto impone, de facto, un límite a la retribución y, por ende, a la inversión, que depende de la política energética del Gobierno. Conforme lo establecido en el artículo 40.1.h) de la Ley 24/2013, la retribución de las empresas distribuidoras con cargo al sistema no podrá superar la cuantía máxima que establezca reglamentariamente el Gobierno. Por este motivo se debería replantear la conveniencia del límite LR, teniendo en cuenta además que el modelo ya recoge otros factores de eficiencia y sostenibilidad.

CNMC: Se han modelado distintos escenarios de incremento de potencia, nivel de inversiones e incrementos de costes a lo largo del periodo regulatorio 2026-2031, resultando que, incluso en los casos más desfavorables, no se supera el límite LR del 3%³⁶. Es necesario destacar que este 3% se refiere al TOTEX total, y por lo tanto se calcula considerando no sólo la retribución de las nuevas inversiones que se realizarán en el próximo periodo regulatorio, sino también la retribución de toda la base de activos existente. Por lo tanto, no opera de forma similar al límite de inversión del Gobierno, ni impone un límite adicional a éste. Por último, cabe indicar que se ha modelado que el LR del 3% no se sobrepasa en caso de alcanzarse el límite máximo de inversión establecido por el Ministerio, incluyendo el extralímite que se encuentra actualmente en trámite de audiencia, y considerando un incremento de costes de operación y mantenimiento anual.

- Se aplican de forma concatenada varios factores de eficiencia. Se considera necesario que la propuesta asegure que el resultado sea un reparto equilibrado de eficiencias que sirva para incentivar la inversión y el mantenimiento de las redes, y motive a las distribuidoras a ser cada vez más eficientes. Asimismo, no debe penalizarse el desarrollo rural.

CNMC: Respecto a la captura inicial de eficiencias en OPEX, en la memoria se justifica detalladamente la existencia de un amplio margen entre la retribución por operación y mantenimiento que reciben las empresas y sus costes reales, resultando necesario realizar un ajuste al comienzo del periodo regulatorio, a fin de que los consumidores se puedan beneficiar de parte de dichas eficiencias, siendo el resto retenidas por las empresas distribuidoras como incentivo a continuar obteniéndolas en el siguiente periodo regulatorio. Este ajuste inicial ha sido distinto por grupo de empresas, de forma que las más pequeñas han tenido un ajuste inferior. Se considera que esto estaría en línea con la consideración del informe del Ministerio de no penalizar el desarrollo rural.

Respecto al factor de actualización FA, ya existía en la Circular 6/2019, habiendo podido las empresas distribuidoras obtener eficiencias adicionales al mismo, como ha quedado demostrado a la luz de los amplios márgenes existentes. Por lo tanto, no se estima oportuna su eliminación en el primer semiperiodo regulatorio. A partir del segundo semiperiodo, desaparece como consecuencia del paso al modelo TOTEX.

³⁶ Ver apartado 4.2.2.3

El IRM se ha modificado del 60% / 50% / 40% de la propuesta de Circular a un valor estable del 50%, para procurar un reparto más simétrico de las eficiencias.

Observaciones particulares al contenido de la propuesta distintas de las tratadas dentro de las observaciones generales:

- Tipologías de inversión (artículo 8). En el artículo se indica que para que una línea sea retribuida como soterrada, deberá haber sido recogida con esas características en el último plan de inversión aprobado. Puesto que los planes de inversión no son vinculantes, debería valorarse eliminar esta previsión o matizarla para que el cambio pueda ser motivado.

CNMC: Se ha procedido a eliminar esta previsión.

- Retribución a la operación y mantenimiento (artículo 11). Se considera que el IBO es un concepto de inversión y no de O&M, que debería tenerse en cuenta dentro del CAPEX.

CNMC: Determinados conceptos del IBO que se consideran costes a largo plazo (tales como vehículos o edificios), se han mantenido en el OPEX siguiendo un criterio continuista con la metodología anterior, al entender que las empresas pueden optar por adquirirlos en propiedad o por alquilarlos (siendo, este caso, un coste operativo), sin que ello debiera afectar a su tratamiento retributivo.

- Referencia anual a la operación y mantenimiento (artículo 12). El parámetro θ se define como un parámetro sectorial pero en la definición de ROM, ROMNLAE y RAB bruto se indica que los valores se toman a nivel de empresa, por lo que convendría revisar este punto.

CNMC: Los valores considerados en el cálculo se han tenido en cuenta a nivel del sector. Se ha modificado la redacción de la Circular al objeto de aclarar este aspecto.

- Incentivo a la mejora de la calidad (capítulo VI). Además de lo indicado en las consideraciones generales sobre el diseño del incentivo, se señala dentro de las observaciones particulares, lo siguiente:
 - Los datos de calidad que se empleen para el cálculo retributivo del incentivo deberían ser los mismos que los que se presenten al Ministerio de conformidad con lo previsto en el R.D. 1955/2000 y en la Orden ECO/787/2022, puesto que no tendría sentido que se consideren índices distintos a efectos retributivos y a efectos de

cumplir con los niveles de calidad que exige el marco normativo vigente.

- Las referencias sectoriales para comparar el TIEPI y el NIEPI de cada empresa, en virtud de las cuales poder penalizar o premiar una empresa, es equiparable a un requisito de calidad, competencia que le corresponde al Gobierno de conformidad con lo previsto en el artículo 3.11 de la LSE. La propuesta debería ser coherente con la normativa reguladora de los requisitos de calidad que establezca el Gobierno, evitando premiar a las empresas que no cumplan los requisitos mínimos de calidad que le son exigibles.

CNMC: La regulación del incentivo a la mejora de la calidad, tal como se recoge en el capítulo VI de la Circular vigente, ya contempla expresamente que su aplicación se entiende sin perjuicio de las consecuencias derivadas del incumplimiento de los índices de calidad del suministro que apruebe el Gobierno, conforme al artículo 51 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Esta previsión ya estaba presente en la Circular anterior, lo que refuerza la coherencia normativa del modelo.

Debe distinguirse entre los requisitos mínimos de calidad exigibles por el marco legal —que constituyen obligaciones regulatorias cuyo incumplimiento puede conllevar sanciones o medidas correctoras— y el diseño del incentivo retributivo, que tiene como finalidad promover mejoras adicionales en la calidad del suministro. Por ello, el modelo puede establecer penalizaciones o recompensas en función de la posición relativa de cada empresa respecto a referencias sectoriales, sin que ello implique contradicción con el cumplimiento de los mínimos legales. Esta lógica ya se aplicaba en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre y en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, donde empresas que cumplían los indicadores del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre podían ser penalizadas conforme al modelo de cálculo del incentivo, al no alcanzar los niveles de calidad relativos definidos por el regulador.

Por otro lado, es preciso indicar que tal y como ha sido indicado por esta Comisión en las correspondientes resoluciones retributivas, la determinación de los incentivos a la mejora de la calidad correspondientes a los ejercicios 2020, 2021 y 2022 no ha sido posible debido al proceso de revisión y modificación de la información por parte de las empresas distribuidoras de la base de datos de calidad GECOS, competencia de la DGPEM. La no disposición de la información validada y definitiva ha hecho que la fijación de los anteriores incentivos se haya visto pospuesta a una resolución específica una vez consolidados los datos.

6.5. Segundo trámite de audiencia

Considerando las modificaciones introducidas en la propuesta de Circular derivadas del trámite de audiencia sustanciado, y de la incorporación de las consideraciones del informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se ha realizado un segundo trámite de audiencia. Con fecha 13 de octubre de 2025, y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la *“Propuesta de Circular x/2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica”* y su memoria se enviaron al Consejo Consultivo de Electricidad, a fin de que sus miembros pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas hasta el 22 de octubre de 2025. 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, indicándose expresamente que las alegaciones recibidas tendrían carácter público salvo que expresamente se indicase lo contrario. El 13 de octubre de 2025 se remitió también comunicación al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Una vez concluido el plazo, se han recibido 62 alegaciones, 9 de ellas de administraciones públicas, 20 de empresas, 28 de asociaciones y 5 de otros.

Algunas de las alegaciones recibidas en este segundo trámite de audiencia son similares a las alegaciones recibidas en el primer trámite, que están resumidas y valoradas en el apartado 6.3, por lo que no se reproducen de nuevo en este apartado.

A continuación, se resumen y valoran las alegaciones más destacadas de los cambios realizados en la propuesta de Circular, respecto a la versión que fue sometida al primer trámite de audiencia. Asimismo, se resumen y valoran alegaciones que tienen carácter adicional o diferencial respecto al primer trámite de audiencia.

6.5.1. Alegaciones de carácter general

La propuesta continúa sin incentivar la inversión y está desalineada con el proyecto de Real Decreto de planes de inversión. La inversión por encima del 80% del IS (que a su vez es el 80% del 0,13% del PIB) disminuye la rentabilidad. Al fijar el valor del IS por debajo del 0,13% del PIB, las empresas deben realizar un 20% de inversión a riesgo para poder acceder a inversiones no vinculadas a incrementos de potencia que contempla el proyecto de R.D. (digitalización, inversiones anticipatorias y avifauna). Además, el IS se debería incrementar por el volumen total de inversión adicional asociado a las tipologías de inversiones

no vinculadas a incrementos de potencia del proyecto de R.D., sin la limitación del 30% del extralímite ejecutado.

6.5.2. Alegaciones sobre las Inversiones Sostenibles (IS)

- Incrementar el nivel de las inversiones sostenibles (IS)

Algunas empresas distribuidoras proponen incrementar el nivel de las inversiones sostenibles (IS) para que haya una mayor proporción de inversiones retribuidas a coste auditado y una mayor alineación con el proyecto de Real Decreto. En concreto, dichas alegaciones señalan, por un lado, que limitar el IS al 80% del límite de inversión supone una restricción adicional no prevista en la Ley 24/2013 ni en la normativa europea, que fijan el límite máximo legal en el 0,13% del PIB completo, no en el 80% de dicho límite. Adicionalmente, indican que resulta también incoherente que, mientras en la actividad de transporte se reconoce el 100% del límite legal de inversión, en distribución se ajusta al 80% sin justificación técnica clara.

En relación con lo anterior, algunas alegaciones indican que para posibilitar la realización de las tipologías de inversiones del extralímite del Proyecto de Real Decreto no vinculadas a incrementos de potencia, sin que el distribuidor tenga que asumir riesgo de demanda, se propone que el incremento del IS se aplique cuando el volumen de inversión supere el 80% del 0,13% del PIB, en lugar del 0,13% PIB. Asimismo, se propone eliminar la restricción de que el incremento del IS no pueda superar el 30% de las inversiones realmente ejecutadas con cargo al extralímite.

Adicionalmente, una empresa distribuidora señala en sus alegaciones que, si bien no se cuestiona que, como se indica en la memoria de la segunda Propuesta, *“Esta referencia sectorial, resultado de aplicar el 80 % del 0,13 % del PIB nacional al conjunto del sector, se sitúa por encima del valor medio del anterior IHS”*, para algunas distribuidoras el valor del 80% podría no cubrir el nivel mínimo de inversión sostenible no expuesta a demanda, solicitando elevar el porcentaje del 80% sobre el umbral del límite de inversión fijado a los efectos de cálculo del término IS.

Asimismo, dicha alegación indica que algunas distribuidoras pueden haber tenido incrementos o evoluciones anuales de demanda, en promedio histórico, inferiores a las medias sectoriales por las características intrínsecas de su zona de distribución y la tipología de clientes que presenta, por lo que la parte de la inversión anual planificada y ejecutada, que al final queda destinada tradicionalmente a incorporación de nueva demanda, es inferior en promedio a la que puedan presentar otras empresas, lo que debería ser tenido en consideración a los efectos del modelo.

CNMC: Al respecto, es preciso puntualizar que el establecimiento de la senda de inversiones admisibles en el 80% del límite máximo de inversiones permitido, en ningún caso supone que las inversiones ejecutadas por encima de dicho nivel vayan a dejar de percibir retribución, sino que a las mismas se les aplica un ajuste para asegurar que se adecúan al principio de eficiencia establecido en la mencionada Ley 24/2013, de 26 de diciembre tal y como se justifica de manera detallada a lo largo de la presente memoria.

Por otro lado, respecto a la asimetría con el transporte, debe destacarse que dicha actividad presenta un ajuste relativo a la eficiencia basada en los valores unitarios de referencia, aspecto que ha sido eliminado en la metodología de distribución, tal y como ha sido debidamente justificado en el apartado 4.2.3.1.

En relación con el incremento de la senda IS en el caso de la realización de las tipologías de inversiones del extralímite del Proyecto de Real Decreto no vinculadas a incrementos de potencia, se analiza en detalle en el apartado 7.1.4.

Asimismo, respecto a las particularidades de las distintas empresas distribuidoras, se considera que dicho aspecto ha sido reconocido en diversos aspectos del modelo (véase, a modo de ejemplo, el apartado 4.2.1.3), sin que sea posible adaptar todos los parámetros a las particularidades históricas de cada una de las distribuidoras.

Finalmente, en relación con la última alegación indicada, la misma señala que sus estimaciones se han realizado en función del valor neto del activo retribuable (inversiones puestas en explotación auditadas y declaradas hasta 2024, más proyecciones según mejor información disponible), si bien no se aporta el detalle de la información empleada que permita justificar los valores obtenidos. En este sentido, debe destacarse que, de acuerdo con los cálculos efectuados, se considera que el valor de la senda considerado es adecuado, según se justifica en el apartado 4.2.1.1.

6.5.3. Alegaciones sobre el parámetro de sostenibilidad K

- Nivel del parámetro K

Se alega que el nivel del parámetro K de 232 €/kW es insuficiente, y se propone incrementar su nivel hasta 360 €/kW. Este valor se obtiene a partir del promedio entre el resultado de un estudio llevado a cabo por EY y el IIT (cuyo valor se indica que resulta 320 €/kW), y el valor de 400 €/KW propuesto por las empresas en el primer trámite de audiencia, calculado a partir de los peajes medios de potencia y energía expresados en función de la potencia

facturada, y de la retribución que una empresa esperaría recibir por las inversiones realizadas.

En relación con la justificación del parámetro K contenida en la memoria sometida a segundo trámite de audiencia, se alega que el escenario 2 no es coherente al vincular las potencias del PNIEC con las inversiones del Proyecto de Real Decreto, inferiores a las del PNIEC.

CNMC: Tal y como se justifica en el apartado 4.2.1.3, se ha procedido a revisar el valor del parámetro K, contrastando el nuevo valor propuesto con las hipótesis del estudio indicado en las alegaciones señaladas.

- Parámetro Y

En la propuesta de circular sometida a un segundo trámite de audiencia, el parámetro K individual por empresa se sustituye por un parámetro K sectorial de 232 €/kW, que se multiplica por un parámetro Y. En la disposición adicional cuarta.6 de la propuesta, este parámetro Y adopta valores que varían de 1 a 1,3 para el periodo regulatorio 2026-2031, según el grupo al que cada empresa pertenezca en función de su número de clientes. Así, las empresas de más de 5 millones de clientes tienen un valor de 1, las de más de 1 millón de clientes 1,1; las de más de 100.000 clientes 1,2; y las de menos de 100.000 clientes 1,3.

A pesar de que la propuesta sometida a un segundo trámite de audiencia reduce muy sustancialmente la diferencia entre las empresas, al dejar de considerar una K individual, y limita dichas diferencias al 30% en el caso extremo entre las empresas de más de 5 millones de clientes y las de menos de 100.000 clientes, se han recibido alegaciones que continúan indicando que esta reducida diferencia genera una discriminación territorial injustificada, que puede dar lugar a diferentes velocidades de electrificación entre territorios, y que contraviene el principio de aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio nacional recogido en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

En sentido opuesto, también se han recibido alegaciones que consideran totalmente insuficiente la diferenciación realizada por grupos de empresas, y abogan por un rango más amplio del parámetro Y, que alcance al menos el 1,9. En caso de no atenderse esta alegación, se propone establecer un suelo de incremento de demanda igual al 80% del medio sectorial para todas las empresas.

Por otra parte, se alega que el parámetro Y carece de base técnica y se ha establecido de manera arbitraria y discriminatoria, al no conocerse los criterios técnicos utilizados ni los datos considerados para su determinación.

CNMC: Una vez obtenido el parámetro K para el conjunto del sector, se aplica una corrección Y para cada grupo de empresas, permitiendo así considerar las particularidades estructurales, geográficas y operativas de los distintos grupos de distribuidoras, pero manteniendo una medida comparativa de eficiencia relativa respecto al sector, tal y como se justifica en el apartado 4.2.1.3.

6.5.4. Alegaciones sobre el vector de potencia

Los agentes han valorado favorablemente la sustitución de la potencia facturada por la potencia adscrita a los derechos de extensión que cuenten con contratos de acceso a la red. Las pocas alegaciones recibidas se centran en los siguientes aspectos: considerar el incremento de potencia adscrita entre el año de puesta en servicio de la instalación ($n-2$) y el anterior ($n-3$) para conocer ex ante los datos de potencia; incluir los derechos concedidos aún no contratados; y aplicar la potencia adscrita a los derechos de extensión durante todo el periodo regulatorio, eliminando la disposición adicional undécima.

Por otro lado, una de las alegaciones propone la creación de un grupo de trabajo que defina de forma homogénea los criterios de cálculo y de auditoría de la potencia adscrita a los derechos de extensión utilizada para el cálculo de las NIA. La alegación propone que este grupo debe precisar el tratamiento que debe darse al cómputo del incremento anual de potencia adscrita de los derechos de extensión, evitando penalizar retributivamente inversiones que fueron necesarias para dimensionar la red en su momento y que no responden a decisiones de gestión de la distribuidora.

También se han recibido alegaciones que indican que además de la supervisión para asegurar que el distribuidor aguas arriba no discrimine al distribuidor aguas abajo ni contravenga lo establecido en la Circular 1/2024, es necesario garantizar el reconocimiento retributivo de las inversiones que se realicen en fronteras entre distribuidores, de forma simétrica para el distribuidor aguas arriba y aguas abajo. Para ello, se propone que las inversiones que respondan a interconexiones entre distribuidores se consideren *“inversiones excepcionales”*, y que se introduzca un nuevo tipo de inversión en el artículo 8 de la propuesta de Circular *“tipo 3 Inversiones en fronteras entre distribuidores”* para poder tener trazabilidad de las mismas.

CNMC: Respecto a la creación de un grupo de trabajo para el análisis de la potencia adscrita empleada en el cálculo, la CNMC valorará su creación durante el análisis de la información declarada en la Circular informativa 8/2021 y la revisión de esta para adaptarla al contenido de la presente circular, tal y como se indica en el apartado 4.2.1.4.

En relación con los puntos frontera, es preciso señalar que en el marco de las especificaciones de detalle para el cálculo de la capacidad de acceso a las redes de distribución se está trabajando en la definición de una capacidad de referencia en las fronteras distribución-distribución. Este valor será actualizado a petición expresa del distribuidor aguas abajo teniendo en cuenta las previsiones de demanda.

La CNMC realizará un seguimiento del tratamiento de las solicitudes de acceso de los distribuidores aguas abajo a los distribuidores aguas arriba. Por ello, el anexo I de la *Circular informativa 6/2025, de 7 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a los gestores de la red sobre solicitudes de acceso y conexión a las redes de energía eléctrica* contempla que, con carácter trimestral, los DSOs deberán remitir información, entre otras, de solicitudes de acceso y conexión de otro gestor de la red de distribución, indicando el resultado de la solicitud y la capacidad. La primera remisión de información se producirá antes del 31 de enero de 2026 con información a 31 de diciembre de 2025.

La coordinación de toda la información se llevaría a través del anteriormente citado grupo de trabajo para el análisis de la potencia adscrita empleada en el cálculo.

6.5.5. Alegaciones sobre el cumplimiento de los planes de inversión

Se propone eximir de penalización por subinversión si ésta es debida a causas no imputables a la empresa distribuidora, y que esta penalización se empiece a aplicar en el segundo semiperiodo regulatorio ya que aplicar dicha penalización a los planes de inversión presentados al amparo de la Circular 6/2019 supone una aplicación retroactiva de la medida. Asimismo, se propone sustituir la referencia al Real Decreto 1048/2013 por una más genérica, considerando el Proyecto de Real Decreto en trámite de audiencia.

CNMC: Dado que en el momento presente se encuentra en trámite de audiencia pública el citado Proyecto de Real Decreto que previsiblemente sustituirá al Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, en lo referente a los planes de inversión, se propone emplear una referencia normativa genérica. Hasta que se produzca la aprobación y entrada en vigor de la nueva norma, el Real Decreto 1048/2013

continúa siendo el marco jurídico vigente que regula los planes de inversión de la actividad de distribución de energía eléctrica (sin perjuicio de las competencias que esta Comisión tiene con respecto a los mismos). En tanto no se produzca su derogación expresa o tácita, debe seguir utilizándose como base normativa aplicable. Esta solución permite mantener la coherencia técnica del texto, respetando el marco jurídico actual, sin comprometer la adaptación futura al nuevo régimen retributivo.

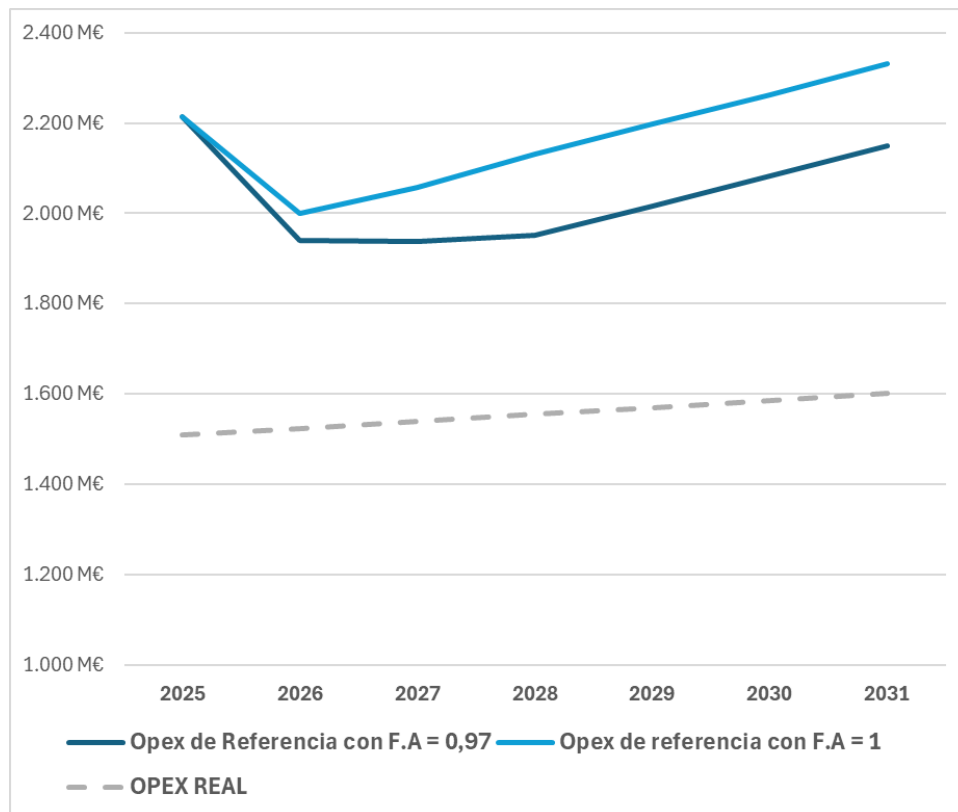
6.5.6. Alegaciones sobre el OPEX

- Se alega que la captura de eficiencias en OPEX continúa siendo demasiado amplia y con factores de ajuste superpuestos (ajuste inicial, factor de eficiencia FA e IRM), y puede llevar a un sesgo indeseado a favor del CAPEX, penalizando soluciones más innovadoras basadas en OPEX. Asimismo, se advierte de una inconsistencia entre la propuesta de Circular y la memoria en el ajuste inicial para las empresas de más de 1 millón de clientes, que figura como 16% y 13%, respectivamente.

CNMC: se ha procedido a corregir la inconsistencia alegada entre la propuesta de circular y la memoria, al haberse detectado que se trataba de una errata.

Respecto a los ajustes aplicados a la eficiencia del OPEX, debe destacarse que la aplicación de dicho factor de eficiencia, que toma un valor FA de 0,97, es necesaria para dar una señal dinámica de incentivo a las empresas a mejorar la eficiencia operativa. A partir del segundo semiperiodo, como consecuencia del paso al modelo TOTEX, dicho Factor de Ajuste tomará un valor de 1, dado que la señal dinámica de eficiencia operativa viene dada por el reparto de márgenes del modelo TOTEX. En ningún caso puede interpretarse que los ajustes realizados en la retribución del OPEX llevan a una precarización del servicio, ya que la retribución continúa siendo superior a los costes reales, tal y como se desprende de la gráfica siguiente:

Gráfico 5. Evolución del Opex de referencia en función del factor de ajuste³⁷.



- Se alega que el mecanismo de revisión adicional del OPEX en 2025, que se activaría en caso de que una empresa presente márgenes promedio en el periodo 2023-2025 superiores en más de diez puntos a los calculados para su grupo, vulnera lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por implicar una revisión de los parámetros retributivos una vez iniciado el periodo regulatorio.

Adicionalmente, se alega que penaliza a las empresas que, a diferencia de otras, han realizado un mayor esfuerzo de eficiencia, desincentivando la consecución de eficiencias adicionales.

CNMC: la D.A. 2ª, punto 2, contiene una regla precisa para la determinación de la retribución de referencia de la operación y mantenimiento en 2026, también en lo relativo al ajuste para el supuesto en que una empresa presente márgenes en el promedio de las retribuciones de 2023-2025 superiores en

³⁷ Considerando un escenario de incremento de costes de OPEX anual del 1%

más de 10 puntos a los calculados para su grupo. Contiene la previsión tanto de cómo se ha de calcular el margen como de cómo se ha de aplicar el ajuste, sin que a este respecto quede alguna indeterminación desde el punto de vista metodológico o haya de establecerse algún parámetro o elemento de cálculo cuyo valor sea de determinación discrecional por la CNMC.

- Se alega que los CECOS correspondientes a Información financiera (B007E1) y control del fraude (B003A1 y B003A2) que según la memoria sometida a segundo trámite de audiencia se habían incorporado, no figuran en el Anexo 2. Adicionalmente, algunas empresas reiteran la necesidad de incluir CECOS adicionales, tal y como se indicó en el primer trámite de audiencia (apartado 6.3.9), o bien, alternatively, una asociación de distribuidores propone que debería modificarse el artículo 11 de la propuesta para que, además de definir nuevos criterios adicionales como aparece en el apartado 2 de dicho artículo, se habilite expresamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para modificar el listado de CECOS del Anexo II a considerar en el cálculo.

CNMC: Respecto a los CECOS correspondientes a Información financiera (B007E1) y control del fraude (B003A1 y B003A2), se ha detectado que se trataba de una errata y se ha procedido a incorporarlos en el Anexo 2.

En relación con la posibilidad de modificar el listado de CECOS, se ha aceptado la alegación haciendo referencia en el artículo 11 a la posibilidad de que la CNMC pueda revisar la lista de CECOS a considerar en la revisión de la Circular informativa 8/2021 prevista en la disposición adicional novena.

6.5.7. Alegaciones sobre el término OC relativo a otros costes

Se alega que deben considerarse dentro del término OC el CECO B011A1 “Tributos Estatales”, y en particular el Impuesto sobre la electricidad, por ser un coste no gestionable por las empresas. Asimismo, se señala que deben reconocerse otros Tributos municipales distintos de la Tasa de ocupación de la vía pública (TOVP), como las tasas de galerías, el Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE), el Impuesto sobre Bienes Inmuebles y el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras. Se alega que el reconocimiento del CECO B011A3 Tributos municipales no implica una doble retribución de la TOVP, dado que ésta se declara en su propio CECO B011B1.

CNMC: La retribución de la actividad de distribución eléctrica se financia con cargo a peajes. Según el artículo 16.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, *“Los peajes y cargos serán únicos en todo el territorio nacional y no incluirán ningún tipo de impuestos”*. Por tanto, el coste de afrontar esta tipología de

tributos (los impuestos) debe excluirse de la consideración de los costes que los peajes financian, debiendo estos impuestos correr de cuenta, en definitiva, de sus sujetos pasivos. Con relación a los impuestos locales, cabe remitirse a lo ya indicado sobre los impuestos estatales. Con relación a la otra tipología de tributos (las tasas), cabe considerar aquellas tasas locales que, de manera armonizada, prevé la normativa estatal de haciendas locales, la cual se refiere a la tasa de ocupación del dominio público y la tasa de prestación de servicios municipales (por la realización de actividades administrativas), contemplándose singularmente en el proyecto de circular la primera de estas tasas, dada la relación evidente de la misma con la actividad de distribución de energía eléctrica.

6.5.8. Alegaciones sobre el incentivo a la reducción de pérdidas

En cuanto al incentivo a la reducción de pérdidas se han recibido alegaciones que inciden en aspectos ya evaluados en el primer trámite de audiencia, como la intensidad del incentivo, el precio de la energía de pérdidas, la introducción de un coeficiente de adecuación del precio, el método de cálculo de las pérdidas de energía, etc., cuestiones previamente analizadas en el apartado 6.3.13.

Las principales modificaciones introducidas en la propuesta sometida a un segundo trámite de audiencia son tres: la definición de una banda, en lugar de un valor como referencia sectorial, tener en cuenta únicamente las pérdidas del año $n-2$, en lugar del trienio $n-2$, $n-3$, $n-4$, en el cálculo del indicador y el incremento del peso del ajuste relativo a la evolución individual de la empresa. Al respecto, se han recibido alegaciones que las valoran favorablemente y otras desfavorablemente.

Las empresas que las valoran desfavorablemente indican que se ha aumentado el peso que tiene la evolución de las pérdidas de cada empresa frente a su senda y definido bandas neutras demasiado amplias, bonificando a empresas ineficientes. Además, señalan que se ha eliminado la referencia trienal para calcular el incentivo y analizar la evolución individual de las pérdidas, lo que a su juicio relaja la exigencia sectorial para las empresas ineficientes. Estas empresas consideran fundamental que el modelo incentive no solo la mejora relativa, sino también el mantenimiento de niveles bajos de pérdidas.

Por el contrario, las empresas que las valoran de forma positiva solicitan que se reconozca aún más su esfuerzo de mejora y no se vean penalizadas por tener un área de distribución estructuralmente menos favorable a estos efectos.

CNMC: se considera que el diseño del incentivo pondera adecuadamente los dos aspectos sobre los que se han recibido alegaciones contrapuestas: la

situación de una empresa con respecto a la referencia sectorial y la mejora o empeoramiento de la empresa en el tiempo. Este segundo aspecto premia la actuación de las empresas para mejorar sus pérdidas, en línea con lo sugerido en el informe del Ministerio, restando peso a la situación estructural o histórica de cada empresa con respecto a la primera versión que fue sometida a trámite de audiencia.

Otra de las observaciones recibidas incide en que el factor de evolución individual no debería aplicarse a empresas que ya han alcanzado niveles de pérdidas inferiores a un determinado umbral, debiendo éstas ser excluidas automáticamente del cálculo del factor de evolución individual.

CNMC: respecto a esta observación es necesario señalar que la excepción para empresas con niveles de pérdidas inferiores a $\frac{1}{2} \cdot PERD_MIN_{ref}^{SECTOR}$ ya se contempla en el artículo 23.4.c, donde se establece que, para estas empresas, se aplica siempre una mayoración de $(1 + APMAX)$ a su bonificación.

Cabe destacar que se ha recibido una alegación que, aunque no está estrictamente relacionada con las modificaciones introducidas en la propuesta sometida a un segundo trámite de audiencia, merece un análisis detallado. Uno de los agentes señala que las empresas que tienen un peso de la baja tensión superior a la media no estarían representadas por la media sectorial, al tener un mayor volumen de energía en un nivel de tensión cuyas pérdidas técnicas son superiores. En este sentido propone establecer una excepción aplicable a aquellas empresas cuyo peso de energía distribuida en baja tensión supere un determinado umbral. Dicha excepción consistiría en incrementar el límite superior de la banda de referencia, de modo que, para las empresas en esta situación, $PERD_MAX_{ref}^{SECTOR} = 11\%$.

CNMC: con el objetivo de evaluar adecuadamente esta alegación se han identificado las distribuidoras cuyo mercado tiene un peso mayoritario en baja tensión contemplando los siguientes criterios:

1. Empresas con más del 90% de los consumos en un nivel de tensión por debajo de 1kV (CL_0 respecto a consumos totales).
2. Empresas que no tienen energía entrante en niveles de tensión superiores a 30 kV (considerando las entradas de generación ordinaria, régimen especial y la energía proveniente de otras distribuidoras en los niveles de tensión E2_B, E3, E4, E5, E6 y las entradas desde la red de transporte).

Se han excluido del análisis las empresas con pérdidas negativas o del 100%, así como aquellas distribuidoras con pérdidas superiores al 20% y pérdidas

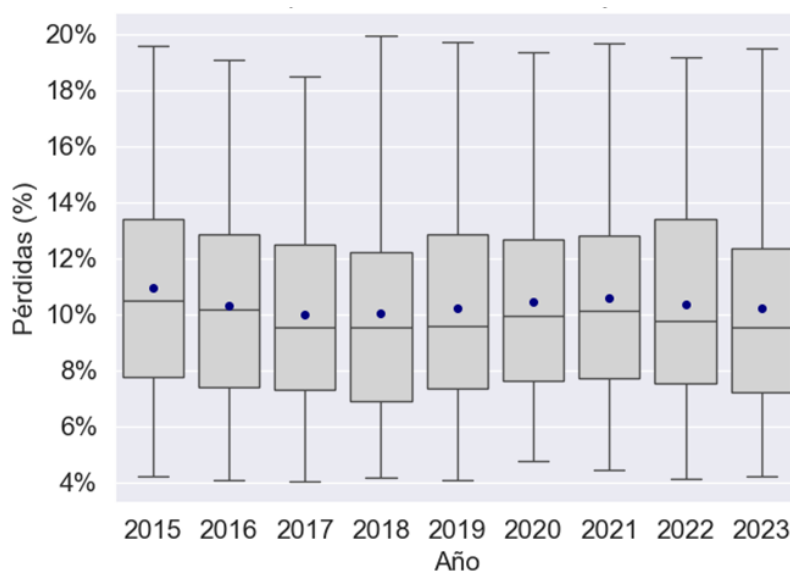
inferiores al 4%, por entender que estos valores podrían responder en su mayoría a errores en las medidas.

Una vez identificadas las empresas que serían objeto de la excepción planteada, se han analizado sus pérdidas. En la tabla siguiente se recoge el número de empresas afectadas, así como los principales indicadores relativos a las medidas de estas empresas. En la figura se muestra gráficamente la evolución temporal de las pérdidas medidas para estas empresas.

Tabla 16. Análisis de pérdidas de distribuidoras que distribuyen mayoritariamente en BT

Año	Nº empresas	Pérdidas medidas (%)			
		Mínimo	Máximo	Promedio	Mediana
2015	139	4,24	19,58	10,95	10,48
2016	150	4,07	19,05	10,30	10,16
2017	143	4,07	18,46	10,00	9,55
2018	138	4,19	19,96	10,03	9,56
2019	133	4,1	19,71	10,22	9,57
2020	141	4,75	19,33	10,45	9,96
2021	126	4,43	19,64	10,58	10,13
2022	128	4,11	19,17	10,36	9,77
2023	128	4,21	19,48	10,24	9,53

Gráfico 6. Pérdidas de empresas con distribución mayoritaria en BT



En 2023 habría 128 empresas cuyo mercado tiene un peso mayoritario en baja tensión. Las pérdidas de estas empresas están entre el 4,21% y el 19,48% y la

mediana se sitúa en 9,53%, esto es, la mitad de estas empresas (64) tienen unas pérdidas inferiores a dicho valor, que está alineado con el límite superior establecido para la banda de referencia. Por tanto, no se observa una diferencia significativa entre las pérdidas de las empresas cuyo mercado se concentra mayoritariamente en baja tensión y las pérdidas del conjunto del sector. De ello se desprende que las pérdidas técnicas no son determinantes, habiendo otros factores relevantes (i.e. energía no facturada, etc.)

Otras alegaciones recibidas que no están relacionadas con las modificaciones introducidas en la propuesta sometida a un segundo trámite de audiencia son las que hacen referencia a la consideración en las medidas de la energía recuperada y la energía excedente del autoconsumo.

CNMC: respecto a la primera cuestión, y como se ha puesto de manifiesto en varias ocasiones, no es posible modificar las medidas una vez cerrado el calendario de medidas correspondientes al año en cuestión. En lo que se refiere al autoconsumo, se reitera que los datos empleados para el cálculo del incentivo son proporcionados por el Operador del Sistema (OS), que es el encargado de las medidas, en cumplimiento de la normativa vigente.

Por último, en cuanto a las alegaciones que hacen referencia a la metodología de cálculo establecida para obtener la referencia individual $PERD_{ref}^i$ empleada en el cálculo de $\Delta PERD_n^i$, se reitera que la referencia individual correspondiente se establecerá, previo trámite de audiencia, en la resolución que apruebe el incentivo a la reducción de pérdidas aplicable a la retribución del 2025. No obstante, en el apartado 7.1.5.1 de esta memoria se indica cómo se ha obtenido de cara a las estimaciones realizadas.

6.5.9. Alegaciones sobre el tratamiento de pérdidas no gestionables

Se han recibido alegaciones que valoran muy favorablemente la modificación introducida en el segundo trámite de audiencia de no incluir las bolsas de fraude en el incentivo, proponiendo la supresión de la disposición adicional décima. Por el contrario, otras alegaciones solicitan acelerar la definición de la metodología para el reconocimiento de estas pérdidas no gestionables, alegando que no pueden ejercer medidas de control en determinadas zonas ni suspender el suministro por razones de seguridad, orden público o mandato judicial. Asimismo, se solicita ampliar su definición a los casos donde la defraudación responda a un delito conexo a actividades delictivas con investigación en curso o esclarecidas por la policía judicial (plantaciones ilegales de marihuana).

CNMC: Al objeto de remarcar la excepcionalidad de estas pérdidas no gestionables, se ha incluido una modificación en la redacción de la disposición adicional décima, incorporando como condición para su reconocimiento la existencia de una sentencia judicial que impida el corte de suministro a los clientes de dicha zona. De esta forma, se pretende limitar la definición a determinadas zonas identificadas como críticas por los cuerpos de seguridad del Estado, donde existe una imposibilidad probada por parte de las distribuidoras de gestionar la energía defraudada. Asimismo, se ha modificado la redacción de la disposición adicional décima indicando que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, con anterioridad a dicho año, mediante resolución y previo trámite de audiencia, la metodología de valoración de las pérdidas no gestionables a considerar a las empresas distribuidoras.

6.5.10. Alegaciones sobre el incentivo a la mejora de la calidad

En cuanto al incentivo a la mejora de calidad se han recibido alegaciones que inciden en aspectos ya evaluados en el primer trámite de audiencia, como el tipo de interrupciones consideradas en el cálculo, la intensidad del incentivo, etc. cuestiones previamente analizadas en el apartado 6.3.15.

Respecto a las modificaciones introducidas en la propuesta sometida a un segundo trámite de audiencia, en concreto, la incorporación del ajuste que tiene en cuenta la evolución individual de la empresa distribuidora (AT_n^i), los aspectos más relevantes puestos de manifiesto en las alegaciones remitidas hacen referencia a la necesidad de establecer ex ante los umbrales UM_n^{TIEPI} , UE_n^{TIEPI} y la referencia individual $CTIEPI_{ref}^i$.

CNMC: Al respecto, se ha detectado que se trataba de una errata en el segundo trámite de audiencia, por lo que los mencionados umbrales se han especificado en la disposición adicional sexta. Por su parte, la referencia individual correspondiente se establecerá, previo trámite de audiencia, en la resolución que apruebe el incentivo de mejora de calidad aplicable a la retribución del 2025. No obstante, en el apartado 7.1.5.2 de esta memoria se indica cómo se ha obtenido de cara a las estimaciones realizadas.

Por último, en lo relativo a la utilización de los datos informados a través de la Circular informativa 2/2021 para el cálculo del incentivo, uno de los agentes señala que no existe un procedimiento para que el formulario D1 de la Circular informativa 8/2021 sea actualizado en los casos en que se produzcan modificaciones en la base de datos de la DGPEM.

CNMC: las empresas distribuidoras pueden subsanar la información aportada para el cálculo retributivo durante el trámite de audiencia correspondiente a la resolución que establece la retribución de la actividad de distribución.

6.6. Remisión al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

El proyecto de Circular sometido a segundo trámite de audiencia fue remitido al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en fecha 13 de octubre de 2025. No se han recibido alegaciones del citado Ministerio.

7. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR

7.1. Impacto económico

En este apartado se presenta un análisis del impacto económico de las modificaciones propuestas en la nueva metodología retributiva desarrollada en esta circular. Para ello, se realiza un análisis individualizado de cada una de las diferentes medidas, en la que se presenta una estimación de costes del periodo 2026-2031 conforme a las hipótesis de cálculo que se expongan en cada caso, para finalmente, realizar un análisis global, considerando diferentes escenarios.

7.1.1. Eliminación del ajuste por valores unitarios que se aplicaba a las inversiones tipo 0 en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

Desde un punto de vista de impacto económico, habida cuenta que, conforme a la propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2022 (RAP/DE/001/22), pendiente de aprobación en el momento de elaboración de esta circular, el valor del ajuste respecto a valores unitarios de referencia ha tenido un impacto económico reducido, se estima que su eliminación no debería tener un impacto significativo en el importe de la retribución. Cabe señalar que en el periodo 2019-2023, las inversiones a las que se aplica el ajuste con valores unitarios representan entre el 21% y el 53% del total de las inversiones (considerando los datos de las distribuidoras de más de 100.000 clientes).

7.1.2. Desarrollo de red para nueva capacidad

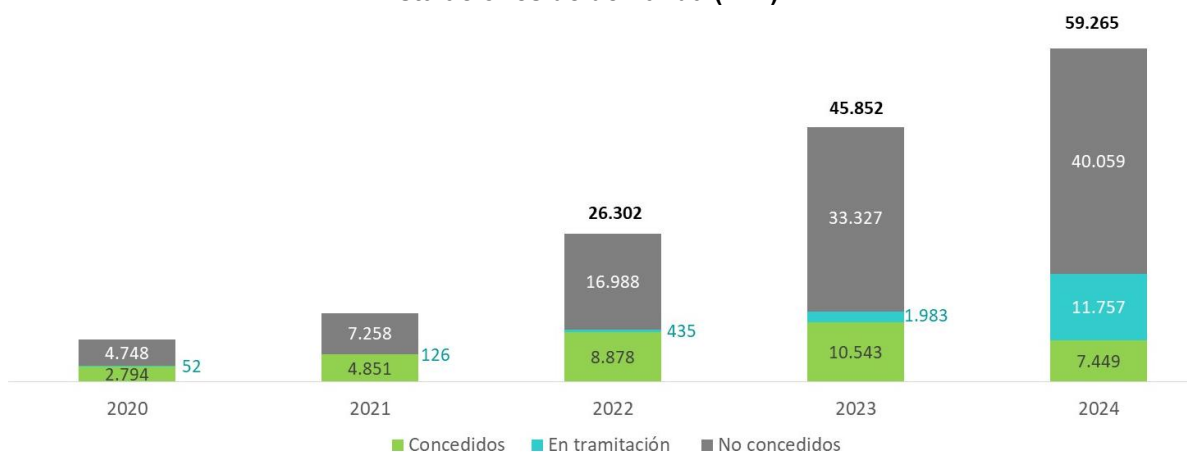
Como puede apreciarse en la tabla siguiente, en los últimos años las empresas distribuidoras están recibiendo un volumen de solicitudes de acceso y conexión muy significativo, por parte de instalaciones de demanda, fundamentalmente de la industria, promotores de planeamientos urbanísticos y centro de procesos de datos, así como de instalaciones de almacenamiento. De estas solicitudes, gran

parte de ellas están siendo rechazadas por falta de capacidad disponible en las redes (de los 59 GW de solicitudes recibidas, 40 GW habrían sido rechazadas en 2024). Los mapas de capacidad de acceso firme de la demanda a la red de distribución se han publicado por primera vez el 9 de septiembre de 2025 en la página web de los gestores ([RDC/DE/002/25](#)). De acuerdo con la información publicada solo habría un 9% de capacidad disponible sobre el total de capacidad para la demanda en las redes de distribución eléctricas.

A finales de 2024, existía en torno a un total de 174 GW de potencia contratada por parte de los consumidores, de acuerdo con la información declarada por las distribuidoras, por lo que la potencia asociada a las solicitudes de acceso que se han recibido en estos últimos años representa un incremento muy relevante si ésta llegara a conectarse finalmente.

Teniendo en cuenta este contexto y que, además, se desconoce el grado de madurez y compromiso de estas solicitudes, se considera que un desarrollo prematuro de las redes para atender a la totalidad de estas solicitudes pudiera afectar a la sostenibilidad de los peajes, al derivar en un incremento de estos que comprometería la electrificación de la economía. Por ello, se introduce en esta circular un esquema de sostenibilidad que bonifica a aquellas empresas que realizan un desarrollo de la red y un acceso y conexión a terceros, que contribuye con una mayor aportación a los ingresos de peajes.

Gráfico 7. Evolución de las solicitudes de acceso y conexión a la red de distribución de instalaciones de demanda (MW)



Fuente: Información aportada por Aelec

Por otra parte, debe destacarse que el importante volumen de accesos concedidos dará oportunidad a las distribuidoras de invertir eficientemente, de forma que se consigan los incrementos de potencia requeridos para hacer frente a los objetivos establecidos a nivel nacional.

Tabla 17. Desglose por sector de las solicitudes de acceso y conexión a la red de distribución de instalaciones de demanda (MW)

	Año	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Concedidos	Almacén.	5	9	873	2.359	1.368	4.614
	CPD	20	1.161	2.137	2.015	802	6.135
	H2	0	1	523	671	147	1.342
	Industria	1.439	1.809	2.018	2.699	2.215	10.180
	IRVE	101	233	511	694	770	2.309
	Otros	432	545	748	704	805	3.235
	Plan. Urban.	796	970	1.821	1.224	1.278	6.089
	Puertos	0	124	248	177	62	610
En tramitación	Almacén.	0	0	316	1.159	2.977	4.451
	CPD	0	0	0	525	4.071	4.596
	H2	0	0	0	60	227	287
	Industria	24	6	0	36	2.301	2.367
	IRVE	0	0	3	0	455	457
	Otros	0	0	0	0	171	171
	Plan. Urban.	28	31	116	202	1.556	1.934
	Puertos	0	90	0	0	0	90
No concedidos	Almacén.	6	115	1.139	8.395	7.977	17.632
	CPD	0	651	4.006	6.237	14.817	25.712
	H2	0	52	1.167	3.650	1.790	6.659
	Industria	3.135	3.384	5.773	10.047	10.452	32.791
	IRVE	102	441	1.306	1.265	1.554	4.668
	Otros	401	569	688	614	580	2.852
	Plan. Urban.	1.059	1.880	2.717	2.971	2.885	11.512
	Puertos	45	167	191	148	4	554

Fuente: Información aportada por Aelec

7.1.3. Impacto de la nueva metodología en la retribución por operación y mantenimiento y otras tareas asociadas a la distribución

La nueva metodología propone una unificación de los conceptos retributivos de operación y mantenimiento existentes en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre (COMGES y ROTD), lo que supone una simplificación en su cálculo.

Si bien es difícil cuantificar el impacto que tendrá la medida de agrupación de los diferentes conceptos de operación y mantenimiento y sus ajustes, se considera que su eliminación mitigará el riesgo de una posible duplicidad de reconocimiento de costes, aspecto que ha sido objeto de discusión en la metodología actual, al retribuir diversos términos con metodologías diferentes, siendo en ocasiones complejo establecer la línea divisoria entre unas partidas y otras. Asimismo, contribuirá a la simplificación del proceso de supervisión de la información aportada, lo que permitirá agilizar la aprobación de las retribuciones en el próximo periodo regulatorio.

Por otro lado, al comienzo del modelo se introduce un factor de eficiencia destinado a distribuir, entre el sistema y las empresas distribuidoras, para el período regulatorio siguiente, las ganancias de eficiencia obtenidas en el período regulatorio anterior. Este mecanismo tiene como finalidad que la retribución reconocida por este concepto parta de esta primera retribución inicial ajustada, reflejando dicho reparto de eficiencias. Todo ello, sin perjuicio de su evolución posterior en función del incremento de inversiones y el incremento del número de clientes.

7.1.4. Impacto del mecanismo de sostenibilidad

El artículo 14.3 de la Ley 24/2013, de 16 de diciembre, establece que el régimen económico de la actividad de distribución permitirá la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Este principio se cumple en la medida en que la intensidad del mecanismo de sostenibilidad resulta limitada, al circunscribirse a un incentivo económico aplicado al cálculo de la retribución, que no modifica sustancialmente el nivel de riesgo de la actividad, el cual se mantiene en niveles bajos por las siguientes razones:

- En lo que respecta al CAPEX, la retribución de las inversiones en las instalaciones con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2015, y las puestas en servicio entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2023, no están sujetas al incentivo. La propuesta de Circular mantiene, para estas instalaciones, la metodología de retribución de la Circular 6/2019, asegurándose el mismo marco de recuperación de estas inversiones que en la metodología anterior.

Por lo que se refiere a las instalaciones con puesta en servicio en 2024 y 2025 (retribución de los años 2026 y 2027), tampoco están sujetas al incentivo, al resultar de aplicación la disposición adicional segunda “*Cálculo de la retribución de los ejercicios 2026 y 2027*”. Es más, la propuesta de Circular reduce el riesgo de recuperación de estas inversiones, ya que el valor de inversión a efectos de retribución será directamente su valor auditado, sin el contraste con los valores unitarios estándares que anteriormente establecía la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

La retribución de las instalaciones con puesta en servicio en 2026 (retribución 2028) ya incluye un incentivo, determinado en la disposición adicional tercera “*Cálculo de la retribución del ejercicio 2028*”, pero su intensidad es muy limitada, ya que la retribución a la inversión en base a las nuevas inversiones admisibles no podrá ser inferior, en más de un 1,5%, al valor de la retribución calculada en base a los costes auditados.

Por lo tanto, el incentivo se circunscribe a la retribución a la inversión de las instalaciones puestas en servicio en 2027, 2028 y 2029 (retribución de 2029, 2030 y 2031). Y no a todo el volumen de inversión realizado en estos ejercicios, sino únicamente al volumen de inversión que supere la Inversión sostenible (IS). El incentivo también aplica si la inversión se sitúa entre el 80% del IS y el IS, pero en este caso, la retribución final estará siempre entre la retribución correspondiente al coste real y el nivel de retribución correspondiente al IS, incluso sin incremento de potencia.

La inversión sostenible (IS) se define en la disposición adicional cuarta *“Parámetros retributivos aplicables durante el periodo regulatorio 2026-2031”*, como el 80% del 0,13% del PIB. Además, se establece en dicha disposición que este valor se incrementará en caso de que durante el periodo regulatorio se aprueben modificaciones normativas que incrementen el límite de inversión sujeto a la realización de determinadas categorías de inversiones que no estén vinculadas a incrementos de potencia.

El proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, proyecta incrementar el límite máximo de inversión en la red de distribución (actualmente el 0,13% del PIB) en 1.540 millones € anuales, importe que deberá destinarse exclusivamente a un conjunto de inversiones estratégicas que podrán realizar las empresas distribuidoras con cargo a dicho extra límite. De ellas, al menos el 10% en digitalización, un máximo del 15% en inversiones anticipatorias y un máximo del 5% en instalaciones para la protección de la avifauna. De aprobarse en estos términos, y ejecutar las empresas el 100% del extra límite, estas inversiones tampoco estarían sujetas al incentivo.

Por lo tanto, el incentivo aplica a un volumen reducido de la base de activos que mantendrá la empresa en el periodo regulatorio 2026-2031. Con el límite de inversión vigente, aplicaría únicamente al 20% de las inversiones que podrían realizarse en 2027, 2028 y 2029. En caso de que el proyecto de Real Decreto se aprobase en los términos en los que ha sido sometido a trámite de audiencia y las empresas ejecutaran el límite de inversión proyectado, el incentivo aplicaría como máximo al 39% de las inversiones que podrían realizarse en 2027, 2028 y 2029.

Esto aplicado a las inversiones a realizar hasta 2029, que se retribuirían en 2031, supondría por ejemplo que en un escenario de inversión de 0,13% PIB, el máximo actual, el valor de la inversión bruta con reconocimiento sujeto a incremento de potencia representa el 2,6% de la base de activos regulatoria.

Sobre el valor de inversión neto en 2031, en el escenario alto de potencia, representaría el 6,1%. El efecto retributivo en 2031 de no incrementar potencia frente al incremento de potencia del 3,64% del escenario alto en 2031 sería una disminución de la retribución en un 1,8%.

Tabla 18. Valores de inversión históricos y futuros (brutos y netos).

Año retribución	Año puesta en servicio	Valor bruto de inversión ³⁸	Valor neto de inversión a 2031 ³⁹
Base histórica		48.491 M€	9.576 M€
Inversión 2015-2023		11.136 M€	8.173 M€
2026	2024	2.078 M€	1.732 M€
2027	2025	1.917 M€	1.661 M€
Subtotal		63.622 M€	21.141 M€
2028	2026	2.281 M€	2.053 M€
2029	2027	2.367 M€	2.210 M€
2030	2028	2.453 M€	2.371 M€
2031	2029	2.538 M€	2.538 M€
Subtotal		9.639 M€	9.172 M€
TOTAL INVERSIÓN		73.261 M€	30.313 M€

Tabla 19. Inversión con reconocimiento sujeto a incremento de potencia

Año retribución	Año puesta en servicio	Valor bruto de inversión	Valor neto de inversión a 2031
2028	2026	456 M€	411 M€
2029	2027	473 M€	442 M€
2030	2028	491 M€	474 M€
2031	2029	508 M€	508 M€
Total sujeto a incremento de potencia		1.928 M€	1.834 M€
Porcentaje sujeto a incremento de potencia (respecto a Total Inversión)		2,6%	6,1%

Además de que el mecanismo de sostenibilidad aplica a un volumen de inversiones limitadas, se ve aún más mitigado por el incentivo de reparto de márgenes (IRM), fijado en el 50%, de forma que la mitad de la retribución del CAPEX se establece directamente a partir de los costes de inversión

³⁸ El valor bruto de inversión determina la retribución por amortización y por OPEX

³⁹ El valor neto de inversión determina la retribución financiera

auditados, sin que el incremento de la potencia adscrita a los derechos de extensión tenga ninguna afectación.

También es importante destacar que, al no existir planificación vinculante de inversiones en la actividad de distribución eléctrica, las empresas tienen capacidad de decidir el volumen de inversión que realizan anualmente, sujeto al cumplimiento de sus obligaciones como empresas distribuidoras, y disponen por lo tanto de capacidad para gestionar su nivel de exposición al incentivo.

- En lo que respecta a los OPEX, el efecto del incentivo es reducido, ya que sólo afecta al crecimiento de la retribución de referencia anual a la operación y mantenimiento y de forma limitada por ser el componente con más peso la retribución del año anterior. Es decir, que sólo condiciona si la retribución de referencia anual a la operación y mantenimiento crece cada año en mayor o menor medida, pero en ningún caso fija su nivel de partida.

Además de que el mecanismo de sostenibilidad aplica en un aspecto muy reducido del crecimiento de la retribución de referencia anual a la operación y mantenimiento, se ve aún más mitigado por el incentivo de reparto de márgenes (IRM), fijado en el 50%, de forma que la mitad de la retribución del OPEX se establece directamente a partir de los costes de inversión auditados.

- Si bien se ha explicado el funcionamiento del mecanismo de forma separada para el CAPEX y el OPEX, para aclarar mejor su funcionamiento respecto a la metodología previa de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, en la que ambos componentes se retribuían de forma separada, es relevante indicar que a partir del segundo semiperiodo regulatorio (2029-2031) se aplica un modelo retributivo TOTEX que suma la retribución correspondiente a los costes de CAPEX y OPEX, para dotar de flexibilidad a las empresas a efectos de que puedan adoptar la combinación más eficiente entre ambos. Este modelo retributivo TOTEX se basa en un reparto de márgenes (IRM) entre el TOTEX de referencia y el TOTEX real, que ha quedado fijado en el 50%. El TOTEX real depende exclusivamente de los costes auditados, mientras que el TOTEX de referencia depende en una pequeña proporción, como se ha explicado, del incremento de la potencia adscrita a los derechos de extensión con ATR contratado.
- El mecanismo de sostenibilidad embebido en la metodología de retribución no es simétrico, ya que las empresas pueden tener una disminución de la retribución reducida a cambio de la posibilidad de un incremento retributivo significativo, si desarrollan demanda. Tampoco modifica sustancialmente el

nivel de riesgo de la actividad en su conjunto, para el total del sector en el semiperiodo 2029-2031.

Para ilustrar estos aspectos, se han simulado los escenarios de Potencia Alta y Potencia continuista. Para cada escenario, se ha simulado un volumen de inversiones en 2027, 2028 y 2029 de 0,13% del PIB, inferior ($80\% \cdot 0,13\%$ PIB) y superior hasta el extralímite de $0,13\% \text{ PIB} + 1.540 \text{ M€}$.

Tabla 20. Retribución en distintos escenarios de inversión y potencia en 2028-2031

ESCENARIOS INVERSION	0,80*0,13PIB	0,80*0,13PIB	0,13PIB	0,13PIB	0,13PIB+ 1.540M€	0,13PIB+ 1.540M€
ESCENARIOS POTENCIA	Continuista	Alta	Continuista	Alta	Continuista	Alta
Inversiones reales	7.711 M€	7.711 M€	9.639 M€	9.639 M€	15.799 M€	15.799 M€
Inversiones admisibles: NIA	9.627 M€	15.968 M€	9.627 M€	15.968 M€	11.475 M€	17.816 M€
Retribución TOTEX real	21.232 M€	21.232 M€	21.691 M€	21.691 M€	23.184 M€	23.184 M€
Retribución TOTEX referencia	23.676 M€	25.415 M€	23.676 M€	25.415 M€	24.206 M€	25.942 M€
Retribución TOTEX reconocida	22.652 M€	23.533 M€	22.882 M€	23.762 M€	23.898 M€	24.776 M€

El escenario más favorable sería el que, con poca inversión, por ejemplo, $80\% \cdot 0,13\%$ PIB se consiguiese incrementar notablemente la demanda, muy por encima de la del escenario alto; sin embargo, resulta poco plausible ya que se considera que será necesario incrementar significativamente los volúmenes de inversión para conseguir alcanzar los niveles de incremento de potencia del escenario de potencia alta.

De la misma forma tampoco resulta probable que escenarios de alta inversión, por ejemplo $0,13\% \text{ PIB} + 1.540 \text{ M€}$, no vengán acompañados de incrementos de demanda, toda vez que el sistema ya tiene, a día de hoy, accesos concedidos para nueva demanda por el doble de la punta actual. En la tabla puede observarse como la retribución es además superior de forma sustancial en el escenario de mayor inversión.

Además, se considera que las empresas tendrán interés en velar por el desarrollo de su actividad en el largo plazo, incrementando su volumen de activos, para continuar cumpliendo con sus obligaciones normativas como empresa distribuidora en el largo plazo (calidad, pérdidas, etc.), así como aquellas que se derivan del proceso de transición energética (integración de renovables, autoconsumo, vehículo eléctrico, almacenamiento, etc.).

Por otro lado, una visión empresarial de largo plazo para garantizar la sostenibilidad financiera de la empresa en el futuro, requiere invertir, de lo contrario su base de activos se iría amortizando regulatoriamente y con ello se reducirían sus ingresos futuros. Es cierto que hay escenarios que tienen rendimientos equivalentes por el desarrollo de la demanda en el periodo de cuatro años simulados y que requieren una inversión inferior, lo que favorecería al consumidor, pero la metodología incentiva el crecimiento de la inversión para incrementar el RAB.

A la luz de estas simulaciones, puede concluirse que el mecanismo de sostenibilidad no produce una afectación sustancial al nivel de retribución y contiene los incentivos para el desarrollo de la demanda, al mismo tiempo que se asegura la sostenibilidad económica para el consumidor.

7.1.5. Revisión de los incentivos

7.1.5.1. *Incentivo a la reducción de pérdidas*

El incentivo a la reducción de pérdidas se ha reformulado con respecto a lo previsto en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, con el fin de lograr una mayor sencillez en su aplicación. Para ello, el esquema que se propone establece para cada una de las empresas distribuidoras un incentivo a mejorar el nivel de las pérdidas en su red de distribución, con respecto a una referencia sectorial conocida ex-ante.

Los cambios más significativos en relación con el modelo anterior son:

- El nuevo incentivo deja de tener un carácter neutro para el sistema. No obstante, con objeto de mantener la estabilidad económico-financiera del sistema y garantizar la equidad, se establece un límite sectorial, tanto para las penalizaciones como para las bonificaciones
- Con el objetivo de fijar una referencia sectorial, se define un rango de valores de referencia, $[PERD_MIN_{ref}^{SECTOR}; PERD_MAX_{ref}^{SECTOR}]$. El hecho de introducir una banda, en lugar de un valor fijo, garantiza un margen flexible a las empresas, solicitud puesta de manifiesto a través de las observaciones recibidas en el trámite de audiencia. Los valores mínimo y máximo del intervalo de referencia serán conocidos ex-ante.
- En el caso en que el nivel de pérdidas de la empresa distribuidora se sitúe dentro del intervalo de referencia, no recibirá bonificación ni penalización, mientras que, si su nivel de pérdidas se sitúa por debajo o por encima de los límites establecidos, recibirá bonificación o abonará penalización en

función de lo alejadas que estén sus pérdidas de los valores mínimo y máximo del intervalo de referencia establecido.

- Al establecer una referencia sectorial basada en las pérdidas medidas en el conjunto del sector, la definición de las pérdidas de energía en las redes de la empresa distribuidora debe ser modificada en consonancia.

En el modelo propuesto se tiene en cuenta la energía medida circulada en los puntos frontera de la empresa distribuidora y en los contadores de los consumidores finales, no siendo necesario el uso de los coeficientes estándares de pérdidas de la metodología anterior, ya que se emplean directamente los valores medidos en contador:

$$E_PERD_k^i = \sum_{pf} E_{pf,k}^i - \sum_{cons} E_{cons,k}^i$$

- La evolución individual de cada empresa será utilizada para mayorar y/o minorar la bonificación y/o penalización de la empresa. Atendiendo a las alegaciones recibidas durante el trámite de audiencia, el factor que valora la evolución individual se define como progresivo y lineal, según el grado de mejora o empeoramiento de la empresa respecto a su valor de referencia individual. La intensidad máxima del ajuste de evolución individual se establece en un $\pm 50\%$ del incentivo, garantizando así que los esfuerzos de las distribuidoras para reducir sus pérdidas sean debidamente reconocidos y recompensados. Además:
 - En los casos en los que la empresa tenga un nivel de pérdidas igual o inferior a la mitad de la referencia mínima sectorial, $PERD_MIN_{ref}^{SECTOR}$, se aplicará siempre una mayoración en la bonificación, independientemente de su evolución individual, puesto que se considera que ha llegado a valores de pérdidas que son difícilmente mejorables.
 - En los casos en los que la empresa tenga un nivel de pérdidas igual o superior al doble de la referencia sectorial máxima, $PERD_MAX_{ref}^{SECTOR}$, se aplicará siempre una mayoración en su penalización, independientemente de su evolución individual, puesto que se considera que con niveles de pérdidas tan elevados que no debe relajarse la penalización, con objeto de trasladar las señales adecuadas a las empresas.
- En los casos en los que la empresa tenga un nivel de pérdidas igual o superior al 20%, se aplicará siempre la penalización máxima, $PMAX_n^i$.

- Las referencias individual y sectorial y el precio de la energía de pérdidas serán establecidos ex-ante para todos los años del periodo regulatorio 2026-2031, con el objetivo de que las distribuidoras conozcan con antelación cuales será el resultado de sus decisiones.

Al igual que en la metodología vigente, se asignará la penalización máxima a las empresas distribuidoras a las que no les pueda ser aplicado el incentivo a la reducción de pérdidas, bien por falta de declaración de información al operador del sistema, o por bien, por presentar información incoherente.

Por último, cabe destacar que las inspecciones relativas a las pérdidas en la red de distribución efectuadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que acrediten la existencia de deficiencias tanto en la información aportada por una empresa, como en la realización de las medidas, tendrán como consecuencia la asignación de la penalización máxima. Los resultados de las citadas inspecciones no alterarán los importes a percibir por incentivo a reducción de pérdidas del resto de empresas ni los valores sectoriales fijados ex-ante.

Para realizar las estimaciones incluidas en esta memoria se han empleado los parámetros recogidos en la siguiente tabla:

Tabla 11. Parámetros empleados en las estimaciones realizadas.

Concepto	Valor
$PERD_MIN_{ref}^{SECTOR}$: límite inferior del rango de referencia	8%
$PERD_MAX_{ref}^{SECTOR}$: límite superior del rango de referencia	9%
$PBMAX_n^{SECTOR}$: bonificación sectorial máxima prevista	2% R_n
$PPMAX_n^{SECTOR}$: penalización sectorial máxima prevista	-2% R_n
$PMAX_n^i$: penalización máxima por empresa	-4%* RSI_n^i
$BMAX_n^i$: bonificación máxima por empresa	4%* RSI_n^i
UM : umbral de mejora a partir del cual se aplica una mayoración/minoración máxima del 50% en la bonificación/penalización	-1,5%
UE : umbral de empeoramiento a partir del cual se aplica una minoración/mayoración máxima del 50% en la bonificación/penalización	1,5%
$APMAX$: valor máximo previsto para el ajuste en función de la evolución individual de la empresa	50%
$Precio_n$: precio de la energía de pérdidas	70,2 €/MWh

Para la elección de los distintos parámetros se han tenido en cuenta las consideraciones que se exponen a continuación.

Con el objetivo de asegurar la estabilidad económico-financiera del sistema, evitar un sobre coste de la energía de pérdidas que, en última instancia recaería en el usuario final, y garantizar la equidad, se ha fijado un límite sectorial del $\pm 2\%$ de la retribución total de la actividad.

Con objeto de trasladar las señales adecuadas a las empresas, y promover una reducción efectiva de las pérdidas en la red de distribución, la intensidad máxima del incentivo para cada distribuidora se fija en el $\pm 4\%$ de la retribución sin incentivos

Respecto a la evolución individual, el umbral a partir del cual se considera que una empresa ha mejorado/empeorado de forma significativa respecto a su situación inicial se fija en una reducción/aumento de sus pérdidas del $\pm 1,5\%$.

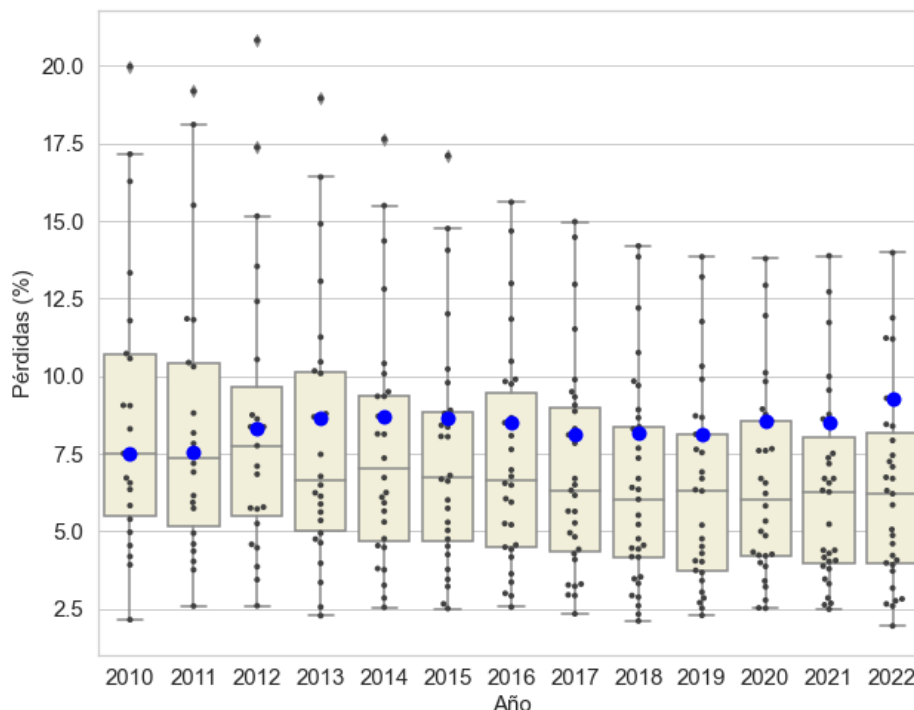
En lo relativo al precio de la energía de pérdidas y con objeto de definir ex-ante valores que sean representativos para todo el periodo retributivo, se ha fijado el precio a partir de los precios de futuros, 58,8 €/MWh (OMIP, valor de negociación del 18 de junio para el periodo 2026-2031)⁴⁰ añadiendo el coste estimado de los servicios de ajuste de 11,4 €/MWh (datos del sobre coste de los servicios de ajuste en el precio final peninsular financiados por la demanda en 2024), tomando un precio de 70,2 €/MWh para la energía de pérdidas a efectos del cálculo del incentivo para todo el periodo regulatorio.

Para definir un rango de pérdidas, $[PERD_MIN_{ref}^{SECTOR}; PERD_MAX_{ref}^{SECTOR}]$, representativo del sector en España y que, a la vez, garantice una reducción de pérdidas real en la red de distribución, se ha analizado la evolución histórica de las pérdidas en la red de distribución tanto en España, como de los países de nuestro entorno. Como se puede apreciar en la siguiente figura, las pérdidas a nivel europeo se han ido reduciendo, sin embargo, en España han evolucionado en sentido contrario, de forma que, si en 2010 las pérdidas en España se situaban en la media europea, en 2022, están por encima de dicha media europea que se sitúa en un 6,3%. Teniendo en cuenta estos valores, se ha

⁴⁰ Si se toma como referencia las cotizaciones medias del mercado de futuros OMIP en 2025, el precio promedio para el periodo 2026-2031 se sitúa en 57,82 €/MWh, si se toman las del último mes (junio) 58,48 €/MWh. Con las últimas cotizaciones, a 1 de julio de 2025, el precio a plazo del mercado eléctrico para el periodo 2026-2031 asciende en OMIP a 59,03 €/MWh.

considerado una banda de referencia con un valor $PERD_MIN_{ref}^{SECTOR} = 8\%$ y un valor $PERD_MAX_{ref}^{SECTOR} = 9\%$.

Gráfico 8. Evolución del nivel de pérdidas en la red de distribución en los países CEER.
La evolución de España se resalta en azul.



Fuente: 3rd CEER Report on Power Losses organizado por CEER, elaboración propia.

Para la realización de los cálculos se han utilizado los datos de las medidas de pérdidas más recientes disponibles, correspondientes al ejercicio 2023, proporcionados por el Operador del Sistema. Para evaluar la evolución individual de cada empresa se ha considerado como referencia individual, $PERD_{ref}^i$, el promedio de las pérdidas medidas en el trienio 2020,2021,2022. No obstante, debe tenerse en cuenta que la referencia individual se fijará ex ante considerando para su cálculo la resolución en la que se apruebe el incentivo pérdidas correspondiente a la retribución del ejercicio 2025.

Los resultados de las estimaciones realizadas se recogen en la Tabla 12. Para facilitar la comparación con el modelo anterior en la Tabla 13 se incluyen los valores del incentivo a la reducción de pérdidas calculado para la retribución correspondiente al año 2022 incluidos en el *Trámite de audiencia de la propuesta de resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2022*.

Tabla 12. Incentivo de pérdidas: resultados de las estimaciones realizadas.

Penalización total (M€)	Bonificación total (M€)	Incentivo Total (M€)	Nº empresas bonificadas	Nº empresas penalizadas	Nº empresas con incentivo no asignado
-117 M€	86 M€	-30 M€	127	182	16

Tabla 13. Incentivo de pérdidas incluido en el Trámite de audiencia de la propuesta de resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2022.

Penalización total (M€)	Bonificación total antes de aplicar el coeficiente de reparto (M€)	Incentivo total tras aplicar reparto (M€)	Nº empresas bonificadas	Nº empresas penalizadas	Nº empresas con incentivo no asignado
-14,8 M€	28,3 M€	0	205	116	10

En el gráfico siguiente se muestra el incentivo a la reducción de las pérdidas de cada empresa, en porcentaje sobre la retribución sin incentivos, en función de su nivel de pérdidas medido en año n-2. En la figura se aprecia la correlación entre el incentivo y el desempeño de la empresa, así como el número de empresas cuyo nivel de pérdidas está situado en el rango sectorial de referencia.

Gráfico 9. Incentivo de pérdidas, en porcentaje sobre la retribución sin incentivos, de las empresas en función de las pérdidas de la empresa distribuidora.



Teniendo en cuenta el impacto que la referencia sectorial seleccionada ex-ante tiene sobre el incentivo, y considerando que el objetivo perseguido es la reducción efectiva de las pérdidas en la red de distribución, se estima oportuno establecer el rango sectorial de referencia en [8%;9%] para los tres primeros años del periodo regulatorio y en [7,5%;8,5%] los tres últimos años del periodo regulatorio, tal y como se señala en la disposición adicional quinta de la Circular. Este rango permitiría, por un lado, promover la reducción de pérdidas de todo el sector, a la vez que deja un margen para bonificar a las empresas más eficientes, incentivando al resto a mejorar mediante un objetivo, en principio, alcanzable.

Para ilustrar el cálculo del incentivo de pérdidas se han seleccionado como ejemplo dos empresas D1 y D2, con los siguientes datos de pérdidas para el año 2023:

Tabla 21. Datos de las medidas de pérdidas para las empresas D1 y D2.

Empresa	Año	Energía Neta PF (kWh)	Consumos (kWh)	Energía perdida (kWh)	Pérdidas	Referencia Individual
D1	2023	4.715.224	4.400.691	314.533	6,7%	7,5%
D2	2023	114.814.138	9.453.362	9.453.362	8,2%	8,0%

El resumen del cálculo del incentivo para estas dos empresas se recoge en la Tabla 22. Como se puede apreciar, la empresa D1 tiene unas pérdidas en el año n-2 inferiores al límite inferior del rango de referencia sectorial, por tanto, recibe una bonificación. La empresa D2 tiene un nivel de pérdidas en el año n-2 que se sitúa dentro del rango de referencia sectorial, por tanto, no recibe bonificación ni abona penalización. En lo referente a su evolución individual, la distribuidora D1 mejora respecto a su referencia inicial ($\Delta PERD < 0$), en consecuencia, se le aplica una mayoración en su bonificación ($AP=27,6\%$), la distribuidora D2 empeora ($\Delta PERD > 0$), sin embargo, como sus pérdidas se sitúan dentro del rango de referencia, no afecta al cálculo de su incentivo.

Tabla 22. Resumen del cálculo del incentivo para las empresas D1 y D2.

	D1	D2
R22 sin incentivos	469.149	6.359.868
PERD_n-2	6,7%	8,2%
REF SECTOR	8%	en rango
RESULTADO	bonifica	sin incentivo
E_PERD_n-2	314.533	9.453.362
PERD empresa -PERD sector	-1,3%	NA
E_incentivo	-62.685	NA
IP (€)	4.400	0

	D1	D2
PERD ref empresa	7,5%	8,0%
ΔPERD_n	-0,8%	0,2%
Evolucion individual	mejora	empeora
AP_n	27,6%	NA
P_n €	5.617 €	0
P (%)	1,2%	0,0%

7.1.5.2. Incentivo a la mejora de la calidad

La formulación del incentivo a la mejora de la calidad en la red de distribución de energía eléctrica es continuista y muy similar al fijado en la Circular 6/2019. No obstante, se modifica ligeramente su formulación, para dar cabida a las mejoras derivadas de la experiencia adquirida durante la aplicación del incentivo en el periodo regulatorio anterior.

Las principales diferencias con respecto al modelo anterior serían:

- El nuevo incentivo deja de tener un carácter neutro para el sistema. No obstante, con objeto de mantener la estabilidad económico-financiera del sistema y garantizar la equidad, se establece un límite sectorial, tanto para las penalizaciones como las bonificaciones
- El indicador que permite establecer el incentivo de calidad de suministro se basará en la observación de los tiempos de interrupciones del suministro, *TIEPI*. Dicho indicador se obtendrá comparando el *TIEPI* de una empresa con respecto a una referencia sectorial, considerando las distintas zonas de distribución.
- Atendiendo a las alegaciones recibidas durante el trámite de audiencia, la evolución individual de cada empresa será utilizada para mayorar y/o minorar la bonificación y/o penalización de la empresa. El factor que valora la evolución individual se define como progresivo y lineal, según el grado de mejora o empeoramiento de la empresa respecto a su valor de referencia individual. La intensidad máxima del ajuste de evolución individual se establece en un $\pm 50\%$ del incentivo para este periodo regulatorio, garantizando así que los esfuerzos de las distribuidoras para mejorar sus índices de calidad sean debidamente reconocidos y recompensados.
- Con el objetivo de proporcionar una mayor certidumbre retributiva, los valores de la referencia sectorial y los de mejora individual por empresa serán conocidos *ex ante* para todos los años del periodo regulatorio.

Al igual que en la metodología vigente, se asignará penalización máxima a aquellas empresas distribuidoras a las que no les puedan ser aplicados los incentivos a la mejora en la calidad en las redes eléctricas por no haber dado cumplimiento a la obligación de envío de información.

Adicionalmente, es preciso señalar que la propuesta dispone que los datos empleados para el cálculo del incentivo serán aquellos declarados por las empresas distribuidoras con objeto de la entrega de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad. No obstante, podrán establecerse criterios adicionales a la declaración de la información efectuada por las empresas distribuidoras, a efectos retributivos. En consecuencia, si bien dicha información debe ser coherente con la normativa vigente y las obligaciones de remisión de información de las distribuidoras por dicho concepto, la modificación propuesta permite una mayor agilidad en el tratamiento de los datos, facilitando de esta forma el cálculo del incentivo y su inclusión en el procedimiento retributivo.

Por último, cabe destacar que las inspecciones relativas a la calidad de suministro en la red de distribución efectuadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que acrediten la existencia de deficiencias en la información aportada por una empresa y/o incumplimientos relativos a la Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, tendrán como consecuencia la asignación de la penalización máxima. Los resultados de las citadas inspecciones no alterarán los importes a percibir por incentivo a mejora de calidad del resto de empresas ni los valores sectoriales fijados *ex ante*.

Los índices de calidad en España han evolucionado positivamente durante los últimos años, aspecto que se pone de manifiesto en el hecho de que los promedios trienales sectoriales por zona han ido disminuyendo progresivamente (Tabla 16). Dado que de lo anterior se deduce que el incentivo vigente cumple el objetivo perseguido, en esta nueva propuesta se introducen únicamente modificaciones menores.

Tabla 23. Promedios sectoriales de TIEPI, a efectos de incentivo, obtenidos con los datos actualmente incorporados a la BBDD GECOS.

TRIENIO	RETRIBUCIÓN	U	SU	RC	RD
2018-2017-2016	R20	0,54	0,93	1,36	2,13
2019-2018-2017	R21	0,59	0,79	1,41	2,18
2020-2019-2018	R22	0,57	0,75	1,38	2,10
2021-2020-2019	R23	0,57	0,70	1,31	2,00
2022-2021-2020	R24	0,52	0,65	1,14	1,85

TRIENIO	RETRIBUCIÓN	U	SU	RC	RD
2023-2022-2021	R25	0,48	0,59	1,04	1,71

Las estimaciones han sido realizadas considerando los parámetros recogidos en la siguiente tabla:

Tabla 24. Parámetros empleados en las estimaciones realizadas.

Concepto	Valor
$QBMAX_n$: bonificación sectorial máxima prevista	$2\%R_n$
$QPMAX_n$: penalización sectorial máxima prevista	$-2\%R_n$
$PMAX_n^i$: penalización máxima por empresa	$-4\%*RSI_n^i$
$BMAX_n^i$: bonificación máxima por empresa	$4\%*RSI_n^i$
$U_PMAX_n^{TIEPI}$: umbral del indicador $CTIEPI$ a partir del cual la empresa i percibe la penalización máxima $PMAX_n^i$	0,5
$U_BMAX_n^{TIEPI}$: umbral del indicador $CTIEPI$ a partir del cual la empresa i percibe la bonificación máxima $BMAX_n^i$	-0,7
UE_n^{TIEPI} : umbral del indicador $\Delta CTIEPI_n^i$ a partir del cual se aplica una minoración/mayoración máxima en la bonificación/penalización de la empresa	0,3
UM_n^{TIEPI} : umbral del indicador $\Delta CTIEPI_n^i$ a partir del cual se aplica una mayoración/minoración máxima en la bonificación/penalización	-0,3
$ATMAX$: valor máximo previsto para el ajuste en función de la evolución de las medidas de $TIEPI$ de la empresa	0,5

Los cálculos se han realizado a partir de los datos de $TIEPI$ correspondientes al trienio 2021, 2022 y 2023 disponibles actualmente en la BBDD GECOS, dependiente de la DGPEM. Los valores empleados para la referencia sectorial, revisados al alza en respuesta a las alegaciones recibidas durante el trámite de audiencia, se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 25. Valores de TIEPI considerados en el cálculo de la referencia sectorial

ZONA	TIEPI
U	0,4888
SU	0,6000
RC	1,0648

ZONA	TIEPI
RD	1,7393

Respecto al ajuste que tiene en cuenta la evolución individual de cada empresa distribuidora, para realizar las estimaciones incluidas en esta memoria se ha considerado como referencia individual, $CTIEPI_{ref}^i$, el valor obtenido empleando los datos correspondientes a los ejercicios 2020, 2021 y 2022 y los valores de referencia sectoriales $TIEPI_j^{SECTOR}$ incluidos en la tabla anterior. No obstante, para el periodo regulatorio, la referencia individual $CTIEPI_{ref}^i$ se establecerá, previo trámite de audiencia, en la resolución en la que se apruebe el incentivo de calidad correspondiente a la retribución del 2025.

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 19. Para facilitar la comparación con el modelo anterior se incluyen también los valores del incentivo a la mejora de la calidad calculado para la retribución correspondiente al año 2021 incluidos en el *Trámite de audiencia de la propuesta de resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2021*.

Tabla 26. Incentivo de calidad: resultados de la estimación realizada (datos 2019 retribución 2021)

Concepto	Propuesta	Propuesta de Resolución R21
Penalización total (M€)	-42,8 M€	-30,1 M€
Bonificación total (M€)	64,7 M€	29,6 M€*
Incentivo total (M€)	21,9 M€	0 M€*
N.º empresas bonificadas	184	156
N.º empresas penalizadas	138	174

Cabe señalar que el incremento de las bonificaciones/penalizaciones se debe a la modificación de la intensidad del incentivo, así como a la eliminación de la neutralidad para el sistema. El hecho de eliminar el mecanismo de suma cero hace que las bonificaciones se vean incrementadas, puesto que ya no se ven limitadas por los importes de las penalizaciones, si bien, este cambio implica un coste de 21,9 M€ para el sistema. En el gráfico siguiente se muestra el incentivo de calidad de cada empresa, en porcentaje sobre la retribución sin incentivos, en función de su medida del indicador $CTIEPI_n^i$. En la figura se aprecia tanto la correlación entre el incentivo y el desempeño de la empresa, medido a través del indicador, como el efecto del ajuste derivado de la evolución individual de la empresa, de forma que empresas con valores de $CTIEPI$ superiores al umbral de

0,5, no deben abonar una penalización máxima, siempre que su evolución individual hay supuesto una mejora.

Gráfico 10. Incentivo de calidad, en porcentaje sobre la retribución sin incentivos, de las empresas en función del indicador $CTIEPI_n^i$



En lo relativo a las referencias sectoriales establecidas ex ante, $TIEPI_j^{SECTOR}$, considerando las estimaciones realizadas y la revisión de las alegaciones recibidas durante el trámite de audiencia, se considera adecuado utilizar los siguientes valores:

Tabla 27. Referencias sectoriales $TIEPI_j^{SECTOR}$

Zona	Retribución de los ejercicios 2026, 2027 y 2028	Retribución de los ejercicios 2029, 2030 y 2031
U	0,4888	0,4644
SU	0,6000	0,5700
RC	1,0648	1,0116
RD	1,7393	1,6523

7.1.5.3. *Impacto económico derivado de la modificación de los incentivos*

En lo relativo al impacto económico derivado de las modificaciones introducidas en el cálculo de los incentivos, es necesario destacar que se pasa de un modelo de suma cero, en el que las bonificaciones repartidas eran sufragadas con las penalizaciones impuestas y, por tanto, neutro para el sistema, a un modelo en el que las cuantías de los incentivos son soportadas con cargo al sistema. No obstante, con objeto de mantener la estabilidad económico-financiera del sistema y garantizar la equidad, se establece un límite sectorial del 2%, tanto para las penalizaciones como para las bonificaciones sectoriales.

Tabla 28. Impacto económico derivado de la modificación de los incentivos.

	Propuesta	Circular 6/2019
Incentivo a la reducción de pérdidas	-30 M€	0 M€
Incentivo a la mejora de calidad	22 M€	0 M€

7.2. Impacto sobre la competencia

La actividad de distribución eléctrica se configura legalmente como un monopolio natural, tal y como establece la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y se desarrolla bajo un régimen regulado que determina tanto las condiciones técnicas como económicas de la prestación del servicio. Cada empresa distribuidora actúa en una zona geográfica sin que exista posibilidad de elección por parte del consumidor final.

La circular establece criterios metodológicos y obligaciones que afectan exclusivamente a la operativa regulada de las empresas distribuidoras, pero se desarrolla en el marco de descarbonización de la economía y, en particular, de la electrificación, de forma que se diseña para incentivar un marco de crecimiento de una actividad de distribución, de forma eficiente, que permita en consecuencia, la conexión de mayor demanda y también de mayor generación y almacenamiento.

Ello conllevará el impulso de un mercado eléctrico de mayor volumen y complejidad, con más tipologías de agentes conectados (distintos tipos de generación, almacenamiento y demanda) lo que deberá inducir, a su vez, mayor competencia en cada uno de estos segmentos del mercado o en los distintos servicios que puedan ofrecer o demandar los agentes. Un mercado eléctrico más competitivo a su vez incidirá en una mayor competitividad de la economía española.

Este enfoque es coherente con lo recogido en informes previos, donde se concluía que las medidas orientadas a la eficiencia, la transparencia y la calidad del servicio no tienen impacto directo sobre la competencia, al tratarse de una actividad regulada y no liberalizada.

Sin embargo, aunque la presente propuesta pueda **no tener impacto sobre la competencia en el ámbito de la distribución eléctrica, propiciará el desarrollo de competencia** entre los agentes y en los servicios del **mercado eléctrico**.

7.3. Otros Impactos

La propuesta de circular no tiene impacto en los Presupuestos Generales del Estado 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.

8. CONCLUSIONES

La propuesta de circular introduce modificaciones sustanciales en el modelo de retribución de la distribución eléctrica aplicable a partir del nuevo periodo regulatorio 2026-2031, orientadas a facilitar la imprescindible adaptación de las redes a un escenario marcado por la descarbonización, la electrificación de la demanda y el avance tecnológico.

Estas transformaciones no solo persiguen optimizar la eficiencia en la toma de decisiones respecto al empleo de infraestructuras existentes y las nuevas inversiones, sino que además buscan estimular la innovación y la flexibilidad en la gestión de la red, factores ambos esenciales para afrontar los retos de un sistema eléctrico en profunda transformación, como consecuencia de los objetivos de descarbonización y electrificación, que harán que se conecte nueva demanda, generación y almacenamiento en los próximos años.

Entre ellas se pueden destacar las siguientes:

- 1. Evoluciona la retribución de la actividad de distribución hacia un modelo TOTEX**, que representa un salto cualitativo en la gestión de los recursos, al integrar de manera agregada la retribución de los costes de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) lo que permite a las empresas elegir la opción más eficiente, según las necesidades de cada zona de distribución. Esto incentiva a las empresas distribuidoras a adoptar estrategias más racionales, flexibles y orientadas a la innovación, fomentando la implementación de soluciones tecnológicas que permitan

una mejor adaptación a escenarios cambiantes, así como una respuesta ágil a las nuevas necesidades derivadas del crecimiento de la demanda.

2. Al establecer un **periodo de transición durante el primer semiperiodo regulatorio (2026-2028)**, se les concede a los agentes la oportunidad de desplegar gradualmente nuevas formas de desarrollo de su área de distribución para adaptarla a los incentivos de la nueva metodología, minimizando posibles disrupciones y favoreciendo una adaptación ordenada y consistente al nuevo marco retributivo.
3. Adicionalmente, la **simplificación de los conceptos retributivos de operación y mantenimiento**, agrupando partidas que antes se trataban de forma separada, contribuye a la transparencia, la eliminación de duplicidades y la creación de un entorno propicio para la innovación operacional, lo que redundará en una mayor claridad tanto para los operadores como para los organismos reguladores.
4. Cabe señalar igualmente que la propuesta introduce un **esquema de sostenibilidad destinado a compatibilizar el crecimiento de la demanda eléctrica y las inversiones requeridas para el avance hacia la descarbonización, la innovación y la electrificación de la economía**, con el imperativo de preservar el equilibrio económico-financiero del sistema, conforme a lo señalado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.
5. Por otro lado, la metodología incorpora **nuevas tipologías de inversión**, tales como las orientadas a la adaptación al cambio climático o de respuesta a fenómenos meteorológicos adversos, así como la posibilidad de reconocer **otros posibles costes derivados de nuevas funciones** que tengan que abordar las empresas distribuidoras, como las relacionadas con la creación de mercados locales. De esta forma, se prevé el reconocimiento de los costes necesarios para incentivar que los gestores de redes de distribución obtengan servicios de flexibilidad con el fin de mejorar la eficiencia en la explotación y el desarrollo de la red de distribución.
6. **Se modifican los incentivos de calidad y pérdidas**, simplificando su aplicación y estableciendo referencias ex ante, sustituyendo el mecanismo de suma cero por la incorporación de una limitación sectorial que garantiza la sostenibilidad del sistema. De esta forma, se contribuye a conferir al nuevo modelo un mayor grado de certidumbre, optimizando su eficiencia y transparencia, y fortaleciendo la solidez y estabilidad del marco regulatorio.

En síntesis, las medidas adoptadas en esta circular dotan al sistema de distribución eléctrica de herramientas más sólidas y flexibles para afrontar los retos de la transición energética, promoviendo un entorno donde la innovación, la flexibilidad y la electrificación de la demanda son pilares fundamentales para fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación del sistema en un contexto cada vez más exigente y dinámico.

ANEXO 1. PARÁMETROS DEFINIDOS EN LA PROPUESTA DE CIRCULAR

Parámetros definidos ex-ante en las disposiciones adicionales	Articulado CIRCULAR
LR (Límite retribución Totex anual)	5.2
IRM (incentivo de reparto de márgenes)	5.2
VU: vida útil media de las nuevas inversiones admisibles	10.1
Senda IS_n^i (Inversiones sostenibles)	10.2
K_p^{sector} parámetro de sostenibilidad económica	10.3
γ^i representatividad del parámetro de sostenibilidad económica	10.3
θ : parámetro sectorial para el cálculo de la referencia de operación y mantenimiento	12.1
α : parámetro por empresa ligado al número de clientes	12.1
FA Factor de ajuste del ROM _{ref}	12.1
LPS (Límite de Planes Superior)	18.3
LPI (Límite de Planes Inferior)	18.3
$PERD_MIN_{ref}^{SECTOR}$ valor del límite inferior del rango de referencia sectorial de pérdidas	23.2
$PERD_MAX_{ref}^{SECTOR}$ valor del límite superior del rango de referencia sectorial de pérdidas	23.2
$PMAX$, penalización máxima de incentivo a la reducción de pérdidas que se puede asignar en el año n a la empresa i .	23.2
$BMAX$, bonificación máxima de incentivo a la reducción de pérdidas que se puede asignar en el año n a la empresa i .	23.2
$Precio_n$ precio de la energía de pérdidas	23.2
UE , umbral de empeoramiento a partir del cual se aplica una mayoración/minoración máxima de incentivo de pérdidas	23.4
UM , umbral de mejora a partir del cual se aplica una mayoración/minoración máxima de incentivo de pérdidas	23.4
$APMAX$: valor máximo previsto para el ajuste realizado a la empresa i en el año n , en función de la evolución individual de sus pérdidas	23.4
$PBMAX$ bonificación sectorial máxima prevista para el incentivo a la reducción de pérdidas	23.7
$PPMAX$ penalización sectorial máxima prevista para el incentivo a la reducción de pérdidas	23.7
$TIEPI_j^{SECTOR}$ Referencia sectorial de $TIEPI$ por zona de distribución	25.3
$PMAX$ penalización máxima de incentivo mejora de calidad que se puede asignar en el año n a la empresa i .	25.4
$BMAX$ bonificación máxima de incentivo mejora de calidad que se puede asignar en el año n a la empresa i .	25.4
$U_PMAX_n^{TIEPI}$, umbral del indicador $CTIEPI$ a partir del cual la empresa i percibe la penalización máxima	25.4

Parámetros definidos ex-ante en las disposiciones adicionales	Articulado CIRCULAR
$U_BMAX_n^{TIEPI}$ umbral del indicador $CTIEPI$ a partir del cual la empresa i percibe la bonificación máxima	25.4
UE_n^{TIEPI} es el umbral de empeoramiento a partir del cual se aplica una minoración o mayoración máxima, $ATMAX$, en la bonificación o en la penalización de la empresa.	25.5
UM_n^{TIEPI} es el umbral de mejora a partir del cual se aplica una minoración o mayoración máxima, $ATMAX$, en la bonificación o en la penalización de la empresa.	25.5
$ATMAX$ es el valor máximo previsto para el ajuste realizado a la empresa i en el año n , en función de la evolución del TIEPI.	25.5
$QBMAX$ bonificación sectorial máxima prevista para el incentivo a la mejora de la calidad	25.7
$QPMAX$ penalización sectorial máxima prevista para el incentivo a la mejora de la calidad	25.7

Parámetros a establecer por Resolución	Articulado CIRCULAR
Nuevas tipologías de inversión	8.7
Otros costes de nuevas actividades de las empresas distribuidoras.	14.2
Resoluciones de proyectos piloto	15.1
CCUU de inversión y operación y mantenimiento	16.2
Contenido y formato de los planes desde el punto de vista retributivo	19.1
$PERD_{ref}^i$, referencia individual utilizada para evaluar la evolución individual de la empresa empleada en el cálculo del parámetro AP en el incentivo a la reducción de pérdidas	23.3
$CTIEPI_{ref}^i$ es la referencia individual utilizada para evaluar la evolución de la empresa i .	25.3
Metodología para detraer el uso de activos regulados distintos de la F.O.	26.3
Índice Global de ratios	27.6
Volumen del incremento de la senda IS_n^i en función de modificaciones del límite de inversión	D.A. 4ª
Metodología de valoración de las pérdidas no gestionables	D.A.10ª

ANEXO 2. ANÁLISIS DEL IMPACTO EN PEAJES DE LA PROPUESTA

A continuación, se presentan las estimaciones del impacto en la facturación y en el precio medio de los peajes asociados a la distribución de los escenarios analizados⁴¹

En ambos casos la potencia considerada es la correspondiente al escenario continuista del apartado 4.2.1.3.

Incremento de potencia		
<i>Año retribución</i>	Continuista	Alta
2026	2,16%	2,16%
2027	1,78%	3,11%
2028	1,99%	4,72%
2029	0,75%	3,92%
2030	0,69%	4,20%
2031	0,63%	3,64%

La inversión continuista se corresponde con el Escenario 1 (0,13% PIB) y la inversión alta con el Escenario 2 (0,13% PIB + Extralímite)

⁴¹ El incremento del año 2026 con respecto a 2025 se ha calculado tomando para 2025, la retribución de la distribución recogida en la Resolución de la CNMC por la que se establecen los peajes del año 2025. Todos los cálculos retributivos se han realizado con una TRF de 6,58%.

Escenario Potencia Continuista e Inversión Continuista

Facturación (miles €)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	3.511.811	3.866.228	3.730.112	3.792.187	3.902.779	3.873.904	3.978.283	4.083.405
3.0 TD	676.613	744.898	723.289	728.592	740.364	735.341	755.650	776.672
6.1 TD	938.240	1.032.928	997.596	1.012.690	1.040.100	1.032.506	1.060.438	1.088.695
6.2 TD	132.179	145.519	140.542	142.668	146.530	145.460	149.395	153.376
6.3 TD	33.427	36.801	35.542	36.080	37.057	36.786	37.781	38.788
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5.292.271	5.826.374	5.627.081	5.712.218	5.866.830	5.823.997	5.981.546	6.140.935

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
6,2%	1,7%	2,9%	-0,7%	2,7%	2,6%
6,9%	0,7%	1,6%	-0,7%	2,8%	2,8%
6,3%	1,5%	2,7%	-0,7%	2,7%	2,7%
6,3%	1,5%	2,7%	-0,7%	2,7%	2,7%
6,3%	1,5%	2,7%	-0,7%	2,7%	2,7%
6,3%	1,5%	2,7%	-0,7%	2,7%	2,7%

Precio medio (€/MWh)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	47,38	52,16	47,93	47,82	48,19	47,53	48,52	49,52
3.0 TD	19,56	21,53	20,21	20,21	20,36	20,08	20,49	20,90
6.1 TD	13,87	15,27	14,45	14,54	14,81	14,56	14,84	15,12
6.2 TD	5,93	6,53	6,23	6,28	6,41	6,33	6,46	6,58
6.3 TD	3,28	3,61	3,12	3,14	3,19	3,14	3,19	3,25
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	23,26	25,61	23,89	23,96	24,30	23,94	24,41	24,89

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
1,2%	-0,2%	0,8%	-1,4%	2,1%	2,0%
3,3%	0,0%	0,8%	-1,4%	2,0%	2,0%
4,2%	0,7%	1,8%	-1,7%	1,9%	1,9%
5,0%	0,9%	2,0%	-1,3%	2,0%	2,0%
-4,8%	0,5%	1,7%	-1,6%	1,8%	1,7%
2,7%	0,3%	1,4%	-1,5%	2,0%	1,9%

Escenario Potencia Continuista e Inversión Alta

Facturación (miles €)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	3.511.811	3.866.228	3.730.112	3.792.187	3.974.997	4.009.722	4.179.838	4.349.194
3.0 TD	676.613	744.898	723.289	728.592	754.064	761.122	793.934	827.226
6.1 TD	938.240	1.032.928	997.596	1.012.690	1.059.346	1.068.706	1.114.164	1.159.558
6.2 TD	132.179	145.519	140.542	142.668	149.241	150.560	156.964	163.359
6.3 TD	33.427	36.801	35.542	36.080	37.742	38.076	39.695	41.313
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5.292.271	5.826.374	5.627.081	5.712.218	5.975.391	6.028.185	6.284.595	6.540.649

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
6,2%	1,7%	4,8%	0,9%	4,2%	4,1%
6,9%	0,7%	3,5%	0,9%	4,3%	4,2%
6,3%	1,5%	4,6%	0,9%	4,3%	4,1%
6,3%	1,5%	4,6%	0,9%	4,3%	4,1%
6,3%	1,5%	4,6%	0,9%	4,3%	4,1%
6,3%	1,5%	4,6%	0,9%	4,3%	4,1%

Precio medio (€/MWh)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	47,38	52,16	47,93	47,82	49,08	49,19	50,98	52,74
3.0 TD	19,56	21,53	20,21	20,21	20,74	20,78	21,52	22,26
6.1 TD	13,87	15,27	14,45	14,54	15,08	15,08	15,59	16,10
6.2 TD	5,93	6,53	6,23	6,28	6,53	6,55	6,78	7,01
6.3 TD	3,28	3,61	3,12	3,14	3,25	3,25	3,36	3,46
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	23,26	25,61	23,89	23,96	24,75	24,78	25,65	26,51

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
1,2%	-0,2%	2,6%	0,2%	3,6%	3,4%
3,3%	0,0%	2,6%	0,2%	3,6%	3,4%
4,2%	0,7%	3,7%	-0,1%	3,4%	3,3%
5,0%	0,9%	3,9%	0,3%	3,6%	3,4%
-4,8%	0,5%	3,6%	0,0%	3,3%	3,1%
2,7%	0,3%	3,3%	0,1%	3,5%	3,3%