

**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 7 de julio de 2025

[**www.cnmc.es**](http://www.cnmc.es)

ÍNDICE

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	6
3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR	8
3.1. Valoración de la implementación de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre y oportunidad de modificación de la metodología retributiva	8
3.2. Cumplimiento de la propuesta de Circular de los principios de seguridad jurídica, proporcionalidad, necesidad y eficacia	14
4. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	16
4.1. Estructura de la circular	16
4.2. Aspectos más relevantes de la circular.....	17
4.2.1. Modelo regulatorio	18
4.2.2. Consideraciones sobre el diseño del modelo y de los parámetros utilizados	26
4.2.3. Incentivo a la reducción de pérdidas	49
4.2.4. Tratamiento de las pérdidas no gestionables	56
4.2.5. Incentivo a la mejora de la calidad.....	58
4.2.6. Presentación, supervisión y control de los planes de inversión	62
4.2.7. Incremento de la penalización relativa a la prudencia financiera respecto a la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.	64
5. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO	64
5.1. Consideraciones generales.....	64
6. NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS POR LA CIRCULAR.....	65
7. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	65
8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR	69
8.1. Impacto económico	69
8.1.1. Eliminación del ajuste por valores unitarios que se aplicaba a las inversiones tipo 0 en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.....	70
8.1.2. Esquema de sostenibilidad económica.....	70
8.1.3. Impacto de la nueva metodología en la retribución por operación y mantenimiento y otras tareas asociadas a la distribución	72

8.1.4.	Impacto económico de la implantación de la nueva metodología TOTEX	72
8.1.5.	Impacto económico de la tasa de retribución financiera.....	78
8.1.6.	Impacto económico de la aplicación la nueva metodología con respecto a la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.	79
8.2.	Impacto sobre la competencia	80
8.3.	Otros Impactos.....	80
9.	CONCLUSIONES	80
ANEXO 1.	Parámetros definidos en la propuesta de circular	82
ANEXO 2.	Análisis del impacto en peajes de la propuesta	83

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 respuestas de diferentes agentes en el marco de la 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, abierta por la CNMC entre el 9 de mayo de 2024 y el 24 de julio de 2024, en la que se formularon un conjunto de cuestiones a los agentes, que la CNMC ha considerado de interés para elaborar la presente propuesta de Circular.

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.

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 primer 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.

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.

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"

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.

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 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

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](#)

⁶ [IMMC.COM%282023%29757%20final.SPA.xhtml.1 ES ACT_part1_v2.docx](#)

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 alternativas 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 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.

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

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

Sin embargo, tal como ha señalado el Consejo Europeo de Reguladores Energéticos (CEER) en su reciente 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 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,

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.

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.

Estas observaciones también están en línea con lo planteado en 2023 por ACER¹⁵ sobre incentivos regulatorios para TSOs, recomendando a los reguladores el uso de modelos TOTEX para incentivar soluciones más eficientes entre las alternativas para abordar las necesidades de la red, mitigando así el sesgo en favor del CAPEX.

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

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>

¹⁵ ACER(2023) *Report on Investment Evaluation, Risk Assessment and Regulatory Incentives for Energy Network Projects* [ACER_Report_Risks_Incentives.pdf](#)

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 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 4.2.2. 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 muy limitado, no aplica de manera uniforme a todas las inversiones, 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 2025¹⁶, 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

¹⁶ [Plan Act 2025 web .pdf](#)

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.

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.

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. También 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 ANÁLISIS TÉCNICO

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 9 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 2024.
- 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 1.000 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. Modelo regulatorio

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

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

No obstante, debe indicarse que las disposiciones contenidas en la presente circular serán de aplicación a partir de la retribución correspondiente al primer semiperiodo regulatorio, esto es, a las retribuciones de los ejercicios 2026 a 2028, las cuales serán calculadas en función de las inversiones realizadas entre 2024 y 2026, encontrándose dichas inversiones ya ejecutadas o en un grado muy importante de avance, en el momento de aprobación de la presente circular.

Por ello, **se propone el establecimiento de 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 ROTD¹⁷, pero estableciendo determinados ajustes que faciliten la transición al nuevo modelo retributivo TOTEX, que ya será plenamente de aplicación en el segundo semiperiodo regulatorio, correspondiente a las retribuciones de 2029 a 2031.

• 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),

¹⁷ 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.

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 (tal y como se justifica en el apartado 4.2.2.1).

Se introduce un **parámetro de sostenibilidad económica K** (cuya justificación se expone en el apartado 4.2.2.2), en función de la inversión que se realice cada año por encima de la inversión histórica sostenible (IHS), frente a la potencia facturada.

En este contexto, se define como inversión IHS aquella que permite mantener estable el valor neto de los activos, es decir, inversiones que coinciden con la amortización de los activos puestos en servicio por la empresa en años del periodo regulatorio anterior. Este valor representa el nivel de inversión que la empresa distribuidora puede **invertir en nuevos activos o en el mantenimiento y mejora de los existentes**, sin que ello suponga un aumento de impacto económico en aumento de la retribución, en el caso de que no haya incrementos de potencia.

Para que el ajuste sea positivo (es decir, la empresa distribuidora reciba una bonificación frente a las inversiones retribuidas a valor auditado), las **inversiones que se realicen por encima de ese valor de inversión IHS deben estar acompañadas por un incremento de potencia, superior al registrado en el semiperiodo anterior**, ya que supone un impacto en la retribución que debe ser financiada mediante peajes. En caso contrario, el ajuste será negativo (es decir, la empresa se verá penalizada, viendo reducida su retribución).

Para valorar estas inversiones, se procederá conforme los siguientes pasos:

- a) Se define el parámetro $K_{año}^i$ para la empresa i en un año como:

$$K_{año}^i = \frac{(Nuevas\ inversiones_{año}^i - Amortizacion\ inversiones\ IHS_{año}^i)}{\Delta Potencia_{año(n \rightarrow n-1)}^i}$$

Así, para cada uno de los ejercicios del semiperiodo regulatorio anterior 2023, 2024 y 2025 se calcula este parámetro K (definido en €/kW) en base a los datos correspondientes a la retribución y a la potencia de dichos ejercicios.

La k_{spa}^i para el primer semiperiodo, correspondiente a la empresa i , será el promedio de las $K_{año}^i$ de los 3 ejercicios 2023-2025. Así, cuanto más bajo es el parámetro K de la empresa i , dicha empresa i está atendiendo los aumentos de potencia con unas inversiones menores, o lo que es lo mismo, está siendo más eficiente. No obstante, si al calcular la K_{spa}^i de la empresa distribuidora i en el trienio 2023-2025, se obtuvieran valores negativos, dicha K_{spa}^i tomaría el valor cero.

Para determinar la K_{25}^i , además de la K_{spa}^i se considerará la K_{spa}^{sector} en dicho semiperiodo 2023-2025

- b) El cálculo señalado en el apartado a) se repite para el conjunto de las empresas del sector, de forma que se obtiene un parámetro K_{spa}^{sector} .
- c) Una vez obtenidos los valores del sector, el parámetro k_{25}^i se ajusta en base a la siguiente fórmula:

$$K_{25}^i = K_{spa}^i * (1 - \alpha) + K_{spa}^{sector} * \alpha$$

Donde α es un coeficiente de ajuste de eficiencia respecto al sector, cuyo valor para el primer periodo regulatorio se ha establecido en un 20%. El objetivo de dicho coeficiente es permitir a las empresas que hayan sido muy eficientes en ese semiperiodo mantener parte de dichas eficiencias, mientras que aquellas que hayan sido ineficientes, se verán penalizadas.

- d) El valor K_{25}^i de cada empresa, así como el valor de K_{spa}^{sector} empleado para su cálculo se publicará, mediante resolución, previo trámite de audiencia, una vez se encuentren disponibles los valores de potencia que deben tomarse como referencia para el ejercicio 2025. En dicha resolución se incluirá igualmente la senda de inversiones históricas de referencia (IHS) que se considerarán en la retribución de referencia a considerar en el nuevo periodo regulatorio y las potencias utilizadas de referencia. De esta forma, se pretende dotar a las empresas de estabilidad regulatoria, al conocer, de manera ex-ante a la aplicación de las retribuciones de esta Circular, los valores de referencia que se emplearán en el cálculo retributivo.
- e) Con este valor de K_{25}^i , conocido al inicio del nuevo semiperiodo (2026-2028), 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_{25}^i por el promedio de incremento de potencia real que se produzca en el periodo

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

- f) 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 ($Ref_{RI}^i_{2028}$) **para 2028**, una vez descontadas las bajas que correspondan de aquellas instalaciones que no se encuentren en servicio en el ejercicio 2026. 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.

En este punto, 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 IHS) por debajo del cual las empresas distribuidoras no reciben ningún incentivo.

- g) El ajuste de sostenibilidad para la empresa i en el año 2028 se calculará como la media entre el valor de referencia ($Ref_{RI}^i_{2028}$) y el valor conforme a costes auditados ($RI_{REAL}^i_{28}$).

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

Tal y como se justifica más adelante en este apartado, 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, 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 4.2.2.2.

- 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.

- b) Una vez obtenido el valor de $Ref_{ROM_{n-1}}^i$, para calcular el valor de referencia $Ref_{ROM_n}^i$ a lo largo de los años del semiperiodo se aplica la siguiente formulación:

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

Donde se definen los siguientes parámetros

- $\theta = \frac{ROM + ROM_{NLAE}}{RAB_{bruto}}$ es un parámetro sectorial fijado antes del inicio del periodo regulatorio que representa el porcentaje de todos los costes de operación y mantenimiento frente al inmovilizado bruto sectorial. En la disposición adicional cuarta se establece un valor de 1,74% para el primer periodo regulatorio, considerando para su cálculo el promedio de los tres últimos años de los que se dispone de retribución aprobada o en trámite a la fecha de elaboración de esta circular (2020 a 2022). El detalle de su cálculo se incluye en el apartado 4.2.2.4.
- $\mu = \frac{ROTD}{n^{\circ} \text{ clientes}}$ es un parámetro sectorial fijado antes del inicio del periodo regulatorio y específico por grupo de empresa, en base a los costes incurridos por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras, sin considerar la tasa de ocupación de la vía pública, en relación con el número de puntos de suministro activos total de cada

grupo de empresas. Se ha calculado en base a los datos aportados por las empresas distribuidoras referentes a la retribución en trámite de 2022, por ser la última retribución disponible correspondiente al periodo regulatorio previo a la fecha de elaboración de esta circular. En la disposición adicional cuarta se establece su valor por grupo de empresas, considerando para su clasificación el número de puntos de suministro activos a 31 de diciembre del año de referencia. Su cálculo se detalla en el apartado 4.2.2.4.

- *FA*: Factor de ajuste, que representa la capacidad de las empresas de gestionar los costes de operación y mantenimiento. Su valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio. Para el primer periodo regulatorio se fijará su valor en 0,97 y 1 para el segundo, conforme se señala en la disposición adicional cuarta.

Los términos $\Delta RAB_{n-1 \rightarrow n}^i$ y $\Delta Clientes_{n-1 \rightarrow n}^i$ pueden tomar valores negativos siempre que dichos conceptos (inmovilizado bruto y número de clientes) disminuyan en el año n con respecto al año $n-1$.

- 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.

4.2.1.2. *Modelo retributivo TOTEX a partir del semiperiodo regulatorio 2029-2031*

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.

Este modelo retributivo TOTEX, se basa en un reparto de márgenes entre un TOTEX de referencia, cuya metodología del cálculo tanto de la inversión como de operación y mantenimiento es similar a lo indicado para el ejercicio 2028, 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:

- **Cálculo del parámetro K**

Se calcula el parámetro de eficiencia K que se aplicará en el semiperiodo 2029-2031 a partir de los datos del semiperiodo anterior (2026-2028), conforme la fórmula indicada en el apartado 4.2.1.1.

Este valor se compara con el valor de K_{25}^i aplicado en el semiperiodo anterior, de forma que:

- Si la empresa ha empeorado la eficiencia respecto al semiperiodo previo ($K_{2026-2028}^i > K_{25}^i$), entonces $K_{sp}^i = K_{25}^i$. Es decir, se emplea el menor valor para establecer la senda de referencia, al objeto de penalizar a las empresas ineficientes.
- Si el K se reduce (la empresa ha incrementado su eficiencia, es decir, $K_{2026-2028}^i < K_{25}^i$), entonces:

$$K_{sp}^i = \frac{(K_{2026-2028}^i + K_{25}^i)}{2}$$

De esta manera, se pretende incentivar a las empresas que han mejorado la eficiencia, permitiéndoles mantener parte de la ganancia en la senda establecida a futuro.

- **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_{sp}^i indicado en el apartado anterior.

Así, para cada año del segundo semiperiodo 2029-2031, se obtienen las nuevas inversiones admisibles multiplicando la K_{sp}^i por el

incremento de potencia en ese ejercicio. Sumándole a estas inversiones las inversiones del IHS, 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 la IHS.

- $Ref_{ROM_n}^i$: retribución de referencia de operación y mantenimiento considerando el incremento del RAB de referencia calculado en cada ejercicio y el incremento de clientes (ver apartado 4.2.2.4.)

• *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. Para su cálculo se consideran los siguientes valores:
 - Los costes incurridos declarados por las empresas distribuidoras correspondientes al ejercicio n-2 en los CECOS incluidos en el Anexo 2, de acuerdo con las instrucciones establecidas en la Circular informativa 8/2021, detrayendo los ingresos que correspondan.
 - La retribución por inversión del IBO puesto en servicio desde 2015 hasta el ejercicio 2023 ($RI_IBOA_{n,15 \rightarrow 23}^i$), considerando la clasificación establecida en la disposición adicional segunda y sexta de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, y los valores de inversión retribuable calculados por este concepto en la retribución del ejercicio correspondiente, descontando aquellos activos que no se encuentren en servicio en el año n-2.

- La retribución por inversión del IBO puesto en servicio desde el año 2024 hasta el año $n-2$ y que continúen en servicio en el año $n-2$ ($RI_IBO_{n,24 \rightarrow n-2}^i$), considerando la clasificación incluida en el Anexo 1.

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 60%, 50% y 40%, 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, tales como:

- Por inversiones anticipatorias que pudieran establecerse normativamente (ver apartado 4.2.2.10).
- Por los costes derivados del gestor de la red en la implantación de mercados locales (ver apartado 4.2.2.11).

4.2.2. Consideraciones sobre el diseño del modelo y de los parámetros utilizados

4.2.2.1. Eliminación del contraste de costes unitarios al final del semiperiodo

Una de las novedades introducidas en la Circular es la eliminación del ajuste con valores unitarios establecida en el artículo 10 de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

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 compara con la suma del valor de inversión de las tipo 0 calculadas a valores unitarios¹⁸ para cada año del 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.

¹⁸ 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 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.

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.

4.2.2.2. Nueva clasificación de las inversiones efectuadas a partir del 1 de enero de 2024

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 2024, 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 2024), son incluidas en el cálculo de la retribución real por operación y mantenimiento, lo que asegura su reconocimiento, tal y como se indica en el apartado 4.2.1.2.

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

Tabla 1. 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

CINI	Tipo inversión propuesta	Tipo inversión Circular 6/2019	DESCRIPCIÓN
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	Utilaje
I2900450	IBO	IBO	Elementos de transporte
I2900460	IBO	IBO	Mobiliario
I2900800	IBO	IBO	Equipos de Medida
I2900900	IBO	IBO	Vehículo Eléctrico
I2900500	TER	TER	Terrenos y bienes naturales

4.2.2.3. *Introducción de un esquema de sostenibilidad económica*

Se plantea en esta propuesta de circular la introducción de un término de **sostenibilidad al final del primer semiperiodo y la construcción de una senda de referencia sostenible para el segundo semiperiodo**, con objeto de seguir manteniendo este control en cuanto a la racionalidad económica de las inversiones en redes de distribución. 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 ajuste de sostenibilidad al final del primer semiperiodo se articula en torno a dos puntos:

- Por un lado, se toma en consideración el nivel de **inversiones que permite mantener estable el valor neto**: esto es, se calcularán las inversiones, realizadas en términos medios en el periodo previo al periodo regulatorio de esta Circular, que compensen la pérdida de valor neto por la amortización de los activos, permitiendo de esta manera que se mantenga el valor del inmovilizado neto estable.
- 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 facturada que se conecta a las redes de cada distribuidora en dicho semiperiodo, 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.

Para el segundo semiperiodo, basado en TOTEX, la senda de referencia se construye teniendo en cuenta esta misma filosofía, de manera conjunta para el CAPEX y para el OPEX, teniendo en cuenta las inversiones adicionales que se consideran sostenibles cada año en función del incremento real de la potencia.

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.
- 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. Esta opción presenta la misma desventaja que la opción anterior, en tanto que la senda del valor bruto presenta también una tendencia creciente a pesar de que las inversiones sean muy reducidas.
- Establecer la retribución de referencia de las inversiones a partir de la relación, en un periodo previo, entre el incremento de inversiones y el incremento de potencia. Esta opción resolvería la problemática indicada en las dos opciones anteriores, pero tiene la desventaja de que no refleja fielmente la contribución del modelo a la sostenibilidad económica, ya

que, como se ha señalado, una parte de las inversiones efectuadas compensan las amortizaciones de los activos más antiguos, permitiendo una senda de retribución a las inversiones elevada, aunque no existieran incrementos de 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 ha indicado en el apartado 4.2.2.9.
- Asimismo, en línea con el incentivo propuesto por el regulador portugués¹⁹, 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 obligación²⁰.

¹⁹ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-134/>

²⁰ 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

- También se ha valorado la posibilidad de incluir algún incentivo de digitalización que pudiera fomentar la optimización del uso de la red y que, por tanto, indirectamente facilitara la sostenibilidad económica del sistema. En el desarrollo de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, y de sus metodologías de cálculo de capacidad firme y flexible, se ha tenido constancia de la importancia de la digitalización de las redes para avanzar en la maximización de la utilización de la red ya instalada y de la futura. No obstante, el hecho de establecer consideraciones distintas entre las inversiones, salvo casos muy puntuales ya contemplados en la propuesta, llevaría de nuevo a una situación donde sería necesaria una revisión exhaustiva de la información aportada, al objeto de asegurar su correcta declaración, aspecto que se pretende evitar con la presente propuesta. En cualquier caso, se analizará la posibilidad de contar con indicadores claros y objetivos que pudieran asegurar la digitalización de las redes, en el que caso de que se ponga de manifiesto que el esquema propuesto en esta Circular no resulta suficiente para conseguir la necesaria digitalización de la red durante el periodo regulatorio.

4.2.2.4. *Nueva estructura en la consideración retributiva de los costes de gestión y operación de las redes de distribución 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:

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.

- 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.

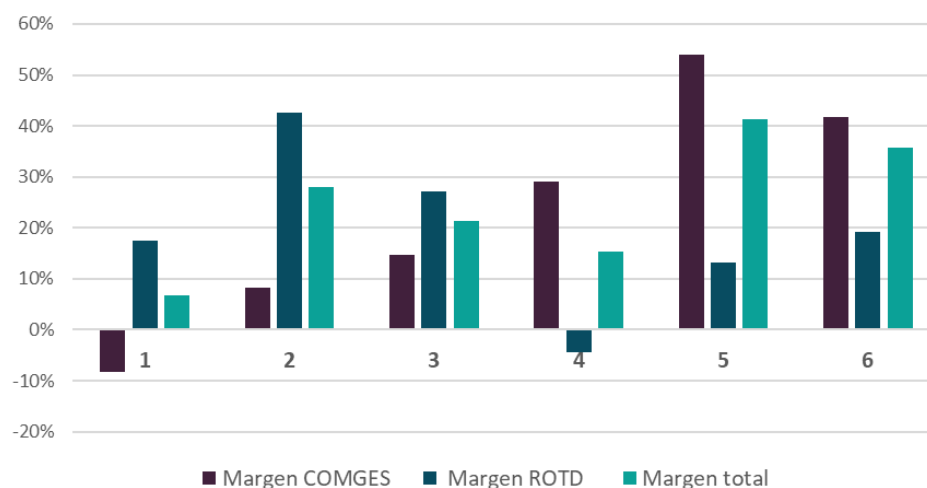
En la presente propuesta de Circular se consideran de manera agrupada todos los costes y retribuciones relacionados con la operación y la gestión de redes, esto es, COMGES y ROTD, sin incluir la tasa de ocupación de la vía pública ni otros costes no controlables por el distribuidor, como el coste del 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 retributivos²¹, 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 ilustrar lo anterior, en el siguiente gráfico se muestran los márgenes que han tenido los distintos grupos de empresas del sector en la última retribución sometida a consulta pública (retribución del ejercicio 2022), considerando los dos conceptos señalados (COMGES y ROTD):

Gráfico 1. Márgenes que han obtenido los distintos grupos de empresas del sector en función del número de clientes en la última retribución sometida a consulta pública (retribución del ejercicio 2022) en los costes incurridos de COMGES y ROTD



Fuente: Datos reportados por las distribuidoras a través de la Circular 4/2015 y propuesta de retribución de distribución 2022

²¹ [RAP/DE/006/19 - RETRIBUCIÓN PARA EL AÑO 2020 DE LAS EMPRESAS QUE REALIZAN LA ACTIVIDAD REGULADA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA | CNMC](#)

Como se desprende del gráfico, existe una importante disparidad en los márgenes obtenidos para cada uno de los grupos en ambos conceptos retributivos, lo que justifica la necesidad de su unificación.

Cabe destacar que la agrupación de empresas se ha efectuado en función del número de clientes, de acuerdo con los escalones establecidos actualmente en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, para el término ROTD.

Tabla 2. Grupos considerados en el cálculo del ROTD en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, en función del número de clientes

Grupo	Número clientes
1	1-1.000
2	1.001-10.000
3	10.001-100.000
4	100.001-1.000.000
5	1.000.001-5.000.000
6	>5.000.001

Asimismo, tal como se ha explicado anteriormente, 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:

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

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:

- 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 34. 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 primer periodo regulatorio es de **1,74 %**.

- Un parámetro μ 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.

Para el cálculo de este parámetro, se ha calculado el valor de μ_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 μ 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 μ por grupo. El valor de μ es decreciente, habida cuenta de las economías de escala que se presentan en las distribuidoras con mayor número de clientes:

Tabla 56. Valores obtenidos en el cálculo del parámetro μ por grupo de empresas

Grupo	Número clientes	μ
1	1-1.000	163,28
2	1.001-10.000	74,18
3	10.001-100.000	62,88
4	100.001-1.000.000	58,98
5	1.000.001-5.000.000	20,70
6	>5.000.001	13,88

- 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.

Se ha atendido a la evolución de los gastos de explotación considerando la suma del importe de aprovisionamientos, gastos de personal (sin tener en cuenta provisiones, indemnizaciones ni bajas incentivadas) y otros gastos de explotación (sin tener en cuenta pérdidas, deterioro y variación de provisiones por operaciones comerciales), y restando los trabajos realizados por la empresa para su activo, conforme los criterios establecidos en el informe de análisis económico financiero de las principales empresas de distribución del sector eléctrico (2018-2022)²² publicado por la CNMC.

A la vista de los resultados obtenidos, se ha optado por **mantener el valor de *FA* propuesto en el 0,97**, similar al planteado en la Circular 6/2019, 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 las empresas.

²² <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5467307.pdf>

No obstante, este valor de FA se mantiene únicamente durante el primer semiperíodo 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.

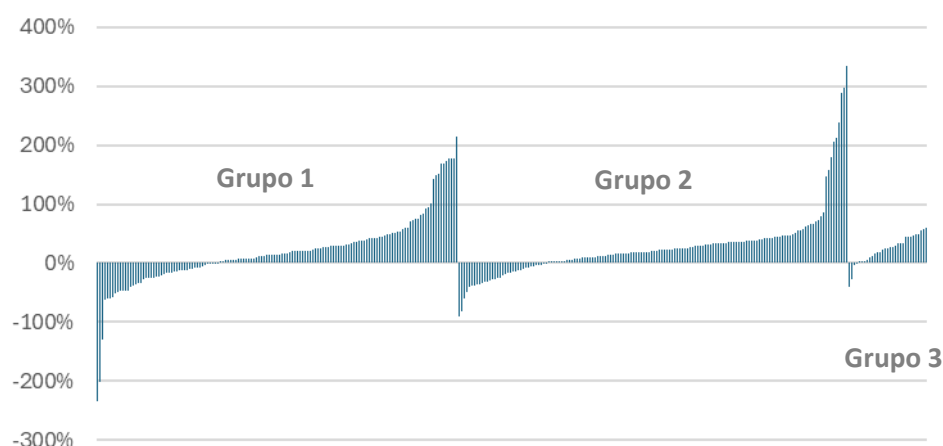
4.2.2.5. Factor de ajuste aplicable a la retribución del OPEX al comienzo del periodo regulatorio

Tal como se ha indicado, 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.

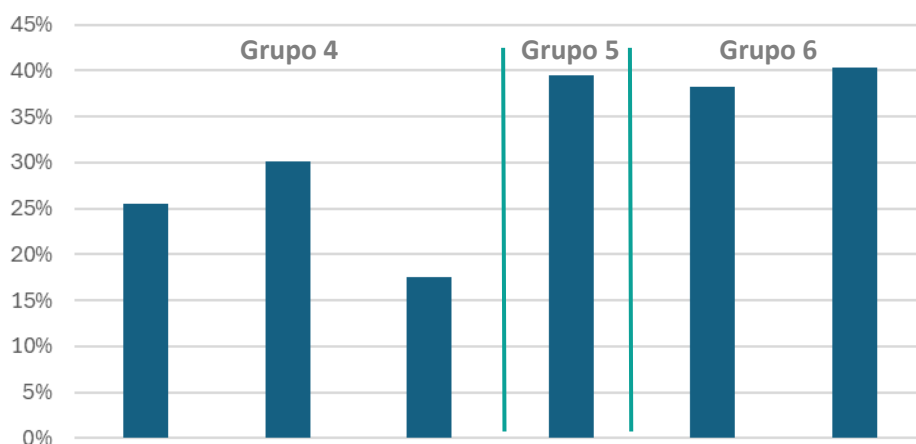
Los siguientes gráficos muestran las curvas monótonas de márgenes por empresa dentro de cada uno de los grupos de tramos de clientes considerando la media de los datos de retribución de OPEX de los años 2020, 2021 y 2022 y costes declarados por las empresas correspondientes a esos años. Para una mejor 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 2. 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 3. 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

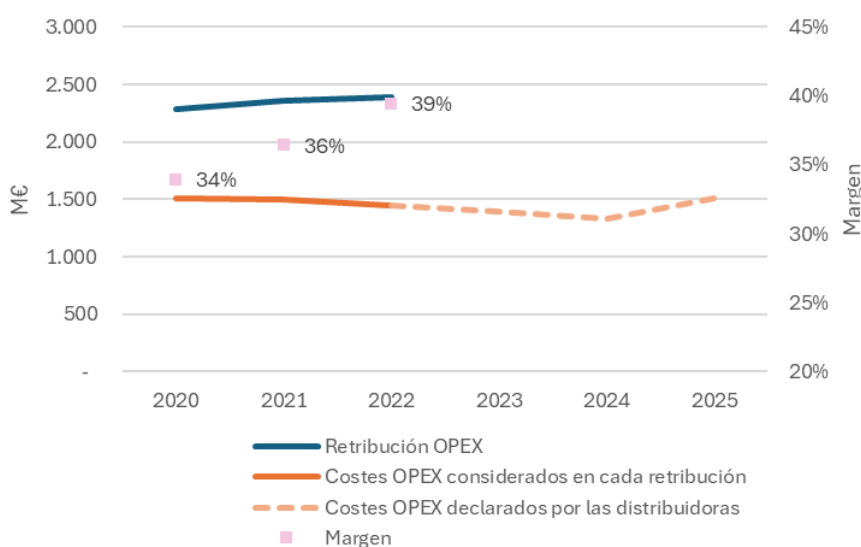
Teniendo en cuenta la diferente situación de márgenes de las empresas y que pudiera venir derivado de la diferente estructura de costes de cada una de ellas, se considera adecuado establecer diferentes ajustes de reparto de eficiencias por grupos de empresas.

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 distribuidoras²³, que muestran una tendencia progresiva de ganancias de eficiencia (ver gráfico siguiente), se ha determinado un reparto de eficiencias del 60%-40% (sistema-empresa), de tal forma que la retribución de OPEX de la empresa al comienzo del periodos regulatorio en 2026 se construiría detrayendo de sus retribución de 2025 el 60% del margen medio estimado para su grupo de empresas con la

²³ 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.

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 60% del margen medio estimado de su grupo, y la correspondiente actualización.

Gráfico 4. Retribución de OPEX de acuerdo a Circular 6/2019 versus Costes incurridos en 2020-2022 junto a los costes declarados de OPEX por las distribuidoras de acuerdo con la Circular 8/2021



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 y datos declarados por las distribuidoras de acuerdo con la Circular 8/2021 para 2023-2025

Nota: El margen se ha calculado como $(\text{retribución OPEX} - \text{costes OPEX}) / \text{retribución OPEX}$

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 60%/40% para dichos grupos de distribuidoras. Para el total del sector, resulta un margen medio de OPEX de un 37% y al considerar el reparto de eficiencias, quedaría un ajuste medio de un 22%.

Tabla 7. Margen estimado de las empresas distribuidoras, considerando retribución 2020-2022

Grupo	Promedio de margen por grupo de empresas	Ajuste tras reparto de márgenes del 60%/40%
1	8,47%	5,08%
2	23,75%	14,25%
3	23,75%	14,25%
4	23,75%	14,25%
5	39,47%	23,68%
6	39,47%	23,68%
Total	36,65%	21,99%

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 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 8. 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	5%
2, 3 y 4	1.001-1.000.000	14%
5 y 6	>1.000.001	24%

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 8% para las retribuciones de 2023 a 2025, dado que su ajuste sería superior (14%), se aplicaría el ajuste del grupo inferior (5%).

- 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 39,5%, la diferencia con el margen establecido sería del 12,5%. Por tanto, el ajuste sería del $24\% + 50\% \cdot 12,5\% = 30,25\%$, en lugar del 24% que correspondería a las empresas de su grupo.
- Los ajustes indicados no se aplicarán a las empresas del grupo 1 (aquellas con menos de 1000 clientes conectados a sus redes).

4.2.2.6. *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 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 9. 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	$0,35 + 0,02 \cdot (X - 10)$

Periodo (años x)	μ_a^i
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 propuesta de Circular.

4.2.2.7. *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 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 semiperiodo regulatorio.

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

4.2.2.9. *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, conlleva a la consideración de un término 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 han analizado 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 es 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. 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 supondría una disminución de las inversiones máximas admisibles por un hecho no relacionado directamente con la actividad de distribución. 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. De la misma manera, debe tenerse en cuenta que este parámetro puede verse afectado por la estructura de peajes que se decida en cada momento.

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.

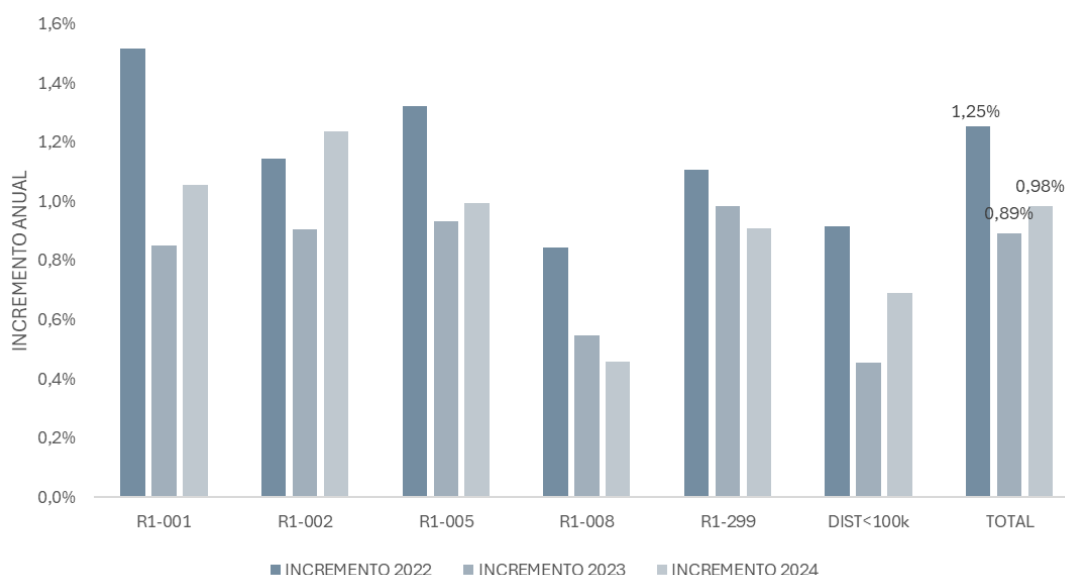
Alternativamente, se ha valorado considerar como indicador de potencia la potencia asociada a los permisos de acceso a la red concedidos por las instalaciones de demanda. No obstante, esta opción tiene el inconveniente de que parte de estos accesos podrían no materializarse finalmente en el caso de proyectos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

Por todo ello, teniendo en cuenta cuál de las alternativas anteriores podría reflejar en mejor medida la evolución de los ingresos del sistema, y por tanto, el mejor indicador sobre la sostenibilidad económica del mismo, y teniendo en cuenta que la potencia es el principal factor del diseño de los peajes, se propone considerar el incremento de 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.

El gráfico siguiente muestra el resultado obtenido al aplicar este cálculo al periodo 2021-2024 con los datos disponibles en la base datos de liquidaciones.

Gráfico 5. Evolución anual de la potencia contratada media desde junio 2021 hasta diciembre 2024



Fuente: Base de datos de liquidaciones (Sincro)

Nota: El gráfico muestra la variación porcentual de la potencia facturada, entendida como la suma de los cocientes de la facturación por potencia y la suma de los términos de potencia para cada peaje en el año correspondiente. En el caso de 2021, se ha considerado la facturación realizada a partir de 1 de junio de 2021, conforme los valores de peajes aprobados por Resolución de 18 de marzo de 2021 de la CNMC, extrapolándose linealmente para realizar la comparación con valores anuales.

Dado que conforme al apartado 4.2.1.1. el modelo propuesto requerirá conocer el incremento real de potencia en los años del último semiperiodo 2023-2025, datos no disponibles hasta el segundo trimestre de 2026, la Circular contempla que se establezca mediante resolución el valor concreto de potencia para cada distribuidora. Esto permitirá conocer, antes de que comience a aplicarse en la

retribución del año 2028, el parámetro K_{25}^i de sostenibilidad económica. En cualquier caso, como se ha señalado, la circular contempla que dicho valor podrá modificarse como consecuencia de los resultados de las inspecciones efectuadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a los datos declarados al sistema de liquidaciones.

Para el cálculo de las retribuciones de cada año n para el periodo 2028-2031, la potencia efectivamente contratada se calculará con la información disponible en el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas previsto en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, sin perjuicio de posibles ajustes posteriores derivados de la inspección.

A este respecto, cabe señalar la existencia de un desfase temporal entre el momento en el que el distribuidor acomete unas inversiones determinadas y aquel, en que dichas inversiones permiten la conexión efectiva de un consumidor a la red y la contratación de una determinada potencia. En este sentido, el hecho de calcular la retribución en el año n que corresponde a unas inversiones que se acometieron en el año $n-2$ teniendo en cuenta una potencia contratada el año n , contribuye a una mejor alineación temporal entre ambos parámetros.

4.2.2.10. *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 anticipatorias²⁴, 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 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.

En línea con estas consideraciones, dado que, por el momento no existe una normativa específica a nivel nacional, la Circular prevé en su artículo 8.5 un posible desarrollo futuro al contemplar que, en el caso de que se definan este tipo de inversiones, se les dé un tratamiento específico de su reconocimiento retributivo.

4.2.2.11. *Papel del distribuidor en los mercados locales*

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

²⁴ [Commission Notice on a guidance on anticipatory investments for developing forward-looking electricity networks - European Commission](#)

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 su artículo 14.2, 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.

4.2.3. 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, se establece un límite sectorial retributivo.
- Se establece como referencia el promedio sectorial de las pérdidas medidas en la red de distribución, que se conocerá ex-ante.
- Al establecer una referencia sectorial basada en el promedio de 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:

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

- El indicador que permite establecer el incentivo, $CPerd_n^i$, está basado en la comparación de las pérdidas de la empresa con la referencia sectorial definida ex-ante:

$$CPerd_n^i = \frac{\overline{PERD_{n-2 \rightarrow n-4}^i} - PERD_{ref}^{SECTOR}}{PERD_{ref}^{SECTOR}}$$

- La evolución individual de cada empresa será utilizada para mayorar y/o minorar la bonificación y/o penalización de la empresa, considerando de este modo su evolución individual:
 - En los casos en los que la empresa tenga un nivel de pérdidas igual o inferior a la mitad de la referencia sectorial, $PERD_{ref}^{SECTOR}$, 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 se aplicara siempre

una mayoración en su penalización, independientemente de su evolución individual, puesto que se considera que con niveles de pérdidas tan elevados 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.

4.2.3.1. *Impacto económico*

Con el objetivo de evaluar el impacto del incentivo a la reducción de pérdidas en la retribución de la actividad de distribución se ha realizado un estudio paramétrico considerando distintos valores para la referencia sectorial, manteniendo el resto de los parámetros inalterados (Tabla 10):

- Con el objetivo de garantizar la estabilidad económico-financiera del sistema, y evitar un sobre coste de la energía de pérdidas que, en última instancia recaería en el usuario final, se ha fijado un límite sectorial del 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 +4% de la retribución sin incentivos en el caso de bonificación y un -4 % de la retribución sin incentivos, en el caso de penalización.

- 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 1,5%, dando lugar a una minoración de su penalización o una mayoración de su bonificación, según corresponda.

No obstante, y como se ha comentado anteriormente, para las empresas con pérdidas iguales o inferiores a la mitad de la referencia sectorial se aplica siempre una mayoración de su bonificación, puesto que se considera que han llegado a valores de pérdidas que son difícilmente mejorables. De forma análoga, en los casos en los que la empresa tenga un nivel de pérdidas igual o superior al doble de la referencia sectorial se aplicara siempre una mayoración en su penalización, independientemente de su evolución individual, puesto que se considera que con niveles de pérdidas tan elevados no debe relajarse la penalización.

- En lo relativo al precio de la energía de pérdidas y con objeto de fijar 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 período 2026-2031)²⁵ añadiendo el coste estimado de los servicios de ajuste de 11,4 €/MWh (datos del sobrecoste 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.

Tabla 10. Parámetros empleados en las estimaciones realizadas.

Concepto	Valor
$BMAX_n^{SECTOR}$: límite sectorial	$2\% * \sum_i RSI_n^i$
$PMAX_n^i$: penalización máxima por empresa	$-4\% * RSI_n^i$
$BMAX_n^i$: bonificación máxima por empresa	$4\% * RSI_n^i$

²⁵ 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 para el periodo 2026-2031 asciende en OMIP a 59,03 €/MWh.

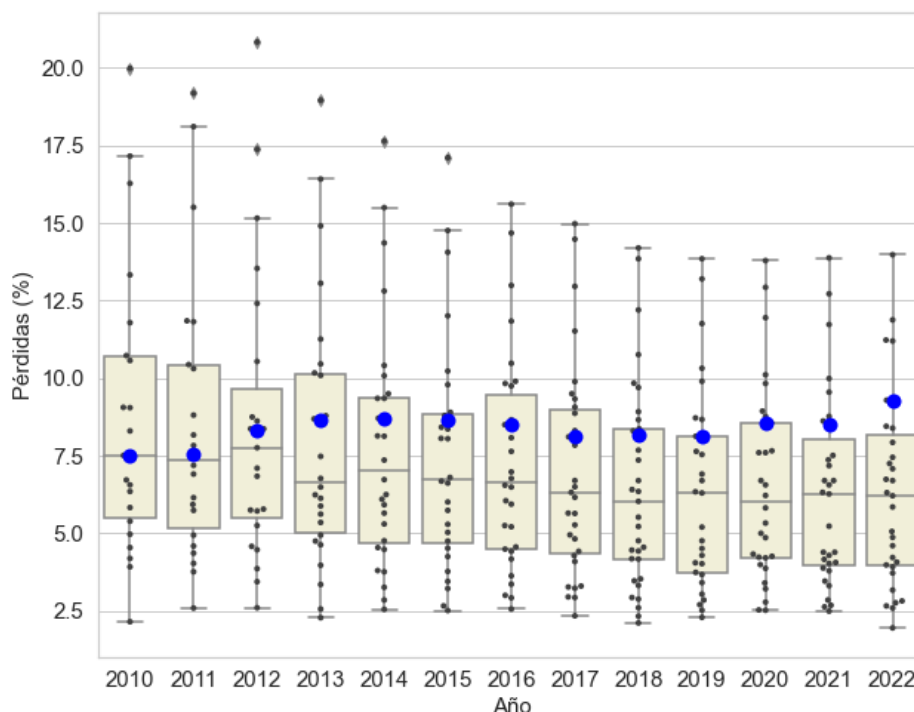
Concepto	Valor
<i>UM</i> : umbral a partir del cual se aplica una mayoración/minoración en la bonificación/penalización de la empresa	-1,5%
<i>UE</i> : umbral a partir del cual se aplica una minoración/mayoración en la bonificación/penalización de la empresa.	1,5%
<i>Precio_n</i> : precio de la energía de pérdidas	70,2 €/MWh
<i>Nota: $\sum_i RSI_n^i$ es la retribución sin incentivos de la empresa correspondiente.</i>	

- Establecimiento de la referencia sectorial $PERD_{ref}^{SECTOR}$

Para establecer una media sectorial ($PERD_{ref}^{SECTOR}$) representativa 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, para el estudio paramétrico se han considerado los siguientes valores para la referencia sectorial, $PERD_{ref}^{SECTOR}$: 7%, 7,5%, 8% y 8,5%.

**Gráfico 6. 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.

• Estimaciones

Para poder realizar la comparación entre el modelo propuesto y el modelo actualmente vigente, las estimaciones de pérdidas se han realizado empleando los datos disponibles del trienio 2018, 2019, 2020, que han servido para la determinación del incentivo a la reducción de pérdidas incluido en la propuesta de retribución para el ejercicio 2022, actualmente en trámite de audiencia pública. Para poder evaluar la evolución individual de cada empresa se ha considerado como referencia individual, $PERD_{ref}^i$, el promedio del semiperiodo anterior. No obstante, debe tenerse en cuenta que, para los cálculos del incentivo de cada ejercicio n , se emplearán los datos correspondientes al trienio $n-2$, $n-3$, $n-4$, mientras que la referencia individual se fijará ex ante, mediante resolución, y previo trámite de audiencia, teniendo en cuenta los datos del último semiperiodo del periodo regulatorio anterior, 2023, 2022 y 2021, que serán empleados en la retribución correspondiente al ejercicio 2025, último año de aplicación de la metodología vigente.

Los resultados de las estimaciones realizadas se recogen en la Tabla 11. Para facilitar la comparación con el modelo anterior en la Tabla 12 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 11. Incentivo de pérdidas: resultados de las estimaciones realizadas.

$PERD_{ref}^{SECTOR}$	Penalización total (M€)	Bonificación total (M€)	Incentivo Total (M€)	Nº empresas bonificadas	Nº empresas penalizadas	Nº empresas con incentivo no asignado
7,0%	-119 M€	40 M€	-79 M€	89	242	2
7,5%	-111 M€	73 M€	-38 M€	104	227	2
8,0%	-99 M€	87 M€	-11 M€	119	212	2
8,5%	-86 M€	88 M€	2 M€	135	196	2

Tabla 12. 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	105	10

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 considera oportuno establecer una referencia sectorial del 8,0% para los tres primeros años del periodo regulatorio y 7,5 % para 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.

- *Ejemplo de aplicación*

Para ilustrar el cálculo del incentivo de pérdidas se han seleccionado como ejemplo dos distribuidoras D1 y D2, con los siguientes datos relativos a las medidas de pérdidas para el trienio 2018, 2019 y 2020:

Tabla 13. Datos de las medidas de pérdidas para las empresas D1 y D2.

Empresa	Año	Energía neta PF (kWh)	Consumos (kWh)	Energía perdida (kWh)	Pérdidas (%)
D1	2018	5.033.094	4.704.960	328.134	6,52%
	2019	4.865.051	4.504.283	360.768	7,42%
	2020	4.975.082	4.557.768	417.314	8,39%
D2	2018	125.657.664	114.917.091	10.740.573	8,55%
	2019	123.080.228	112.342.109	10.738.119	8,72%
	2020	122.715.155	112.544.846	10.170.309	8,29%

El resumen del cálculo del incentivo para estas dos empresas se recoge la tabla 14. Como se puede apreciar, la empresa D1 tiene unas pérdidas promedio para el trienio considerado inferiores a la referencia sectorial, por tanto, recibe una bonificación, mientras que la empresa D2 tiene unas pérdidas promedio para el trienio considerado superiores a la referencia sectorial, y por tanto debe abonar una penalización. En lo referente a su evolución individual, las dos distribuidoras empeoran respecto a su referencia inicial ($\Delta PERD > 0$), sin embargo, únicamente la empresa D1 supera el umbral fijado ($UE=1.5\%$), en consecuencia, a la empresa D1 se le aplica una minoración en su bonificación ($AP=0,98$) mientras que para la empresa D2 no se realiza ningún ajuste ($AP=1,00$).

Tabla 14. Resumen del cálculo del incentivo para las empresas D1 y D2.

	D1	D2
R22 sin incentivos	469.149 €	6.359.868 €
$PERD_{n-2 \rightarrow n-4}^i$	7,44%	8,52%
$PERD_{ref}^{SECTOR}$	8,00%	8,00%
$CPerd_n^i$	-0,06987	0,06499
Resultado	bonifica	penaliza
$E_PERD_{n-2}^i$	417.314 kWh	10.170.309 kWh
$PERD_{n-2 \rightarrow n-4}^i - PERD_{ref}^{SECTOR}$	-0,56%	0,52%
$E_Incentivo_{n-2}^i$	-31.348 kWh	620.615 kWh
$PERD_{ref}^i$	4,06%	7,80%
$\Delta PERD_n^i$	3,38%	0,72%
AP_n^i	0,98	1,00
IP_n^i	2.160 €	-43.635 €
IP_n^i (% respecto a su retribución)	0,46%	-0,69%

4.2.4. Tratamiento de las pérdidas no gestionables

Algunas empresas han puesto de manifiesto reiteradamente la existencia de bolsas de fraude sistémicas, enquistadas históricamente, así como la escasa

capacidad de acción por parte de las distribuidoras para paliar esta situación, llegando a considerar estas pérdidas como no gestionables.

Es necesario destacar que esta casuística hace referencia única y exclusivamente a localizaciones singulares, claramente delimitadas, histórica y geográficamente, con características muy particulares, ampliamente documentadas (conocimiento de las autoridades competentes, ayuntamientos, CCAA, etc., existencia de autos y mandamientos judiciales relativos a intervenciones de la distribuidora, actuaciones sistemáticas y recurrentes junto con las fuerzas de seguridad del estado, etc.) y en las que ha quedado demostrada fehacientemente, la imposibilidad por parte de la empresa distribuidora de gestionar dichas pérdidas debido a situaciones extraordinarias y que escapan a su control.

Con el fin de evaluar el impacto de la energía defraudada no gestionable ENG_{n-2}^i , se requerirá a las empresas distribuidoras una estimación cuantitativa de dicha magnitud. La energía defraudada no gestionable reconocida a cada empresa distribuidora i , ENG_{n-2}^i , será fijada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada semiperiodo regulatorio, mediante resolución, previo trámite de audiencia, tal y como se establece en el artículo 24.3.

A continuación, considerando la fórmula del artículo 24.4 se muestra un ejemplo del cálculo de la cuantía (CNG_{n-2}^i) a considerar para la minoración o mayoración a partir de dicha energía defraudada no gestionable reconocida (ENG_{n-2}^i).

Tabla 15. Ejemplo de estimaciones relativa a las pérdidas no gestionables.

Empresa	ENG_{n-2}^i	$Precio_n$	CNG_{n-2}^i
D1	21.178.597 kWh	0,0702 €/kWh	743.368 €

El cálculo de la cuantía CNG_{n-2}^i será una minoración de la penalización o mayoración de la bonificación correspondiente al incentivo de pérdidas, según corresponda, que reparte el coste de dicha energía defraudada no gestionable reconocida (ENG_{n-2}^i) entre el sistema y la empresa distribuidora al 50%. De acuerdo con el ejemplo mostrado en la tabla anterior, en caso de que el cálculo del incentivo a la reducción de pérdidas dé lugar a una penalización, ésta se reduciría en 743.368€. Del mismo modo, si dicho cálculo resultase en una bonificación, ésta se incrementaría en la misma cuantía.

4.2.5. 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, se establece un límite sectorial.
- 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.
- El análisis de la evolución experimentada por el número de interrupciones del suministro, *NIEPI*, será utilizado para mayorar y/o minorar la bonificación y/o penalización de la empresa, reflejando su evolución temporal. En los casos en los que la empresa tenga unos niveles de calidad iguales o inferiores a la mitad de la referencia sectorial, tanto para *TIEPI* como para *NIEPI* y para todas y cada una de las zonas de calidad, se aplicará siempre una mayoración en la bonificación, independientemente de su evolución individual, puesto que se considera que han llegado a índices de calidad que son difícilmente mejorables. Se mantiene como referencia el promedio sectorial del *TIEPI/NIEPI* para el cálculo de los indicadores. No obstante, con el objetivo de proporcionar una mayor certidumbre retributiva, los valores de la referencia sectorial 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 con carácter general (Tabla 16). Dado que de lo anterior se deduce que el incentivo cumple el objetivo perseguido, en esta nueva propuesta se introducen únicamente modificaciones menores al incentivo vigente.

Tabla 16. Promedios sectoriales de TIEPI.

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

4.2.5.1. Impacto económico

Con el objetivo de evaluar el impacto del incentivo a la mejora de la calidad en la retribución de la actividad de distribución se ha realizado una estimación considerando los parámetros recogidos en la siguiente tabla:

Tabla 17. Parámetros empleados en las estimaciones realizadas.

Concepto	Valor
$QMAX_n$: límite sectorial	$2\% * \sum_i RSI_n^i$
$PMAX_n^i$: penalización máxima por empresa	$-4\% * RSI_n^i$

Concepto	Valor
$BMAX_n^i$: bonificación máxima por empresa	$4\% \cdot RSI_n^i$
$U_PMAX_n^{TIEPI}$: 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^{NIEPI} : umbral del indicador $CNIEPI$ a partir del cual se aplica una minoración/mayoración en la bonificación/penalización de la empresa	0,3
UM_n^{NIEPI} : umbral del indicador $CNIEPI$ a partir del cual se aplica una mayoración/minoración del 2% en la bonificación/penalización	-0,3

Los cálculos se han realizado a partir de los datos disponibles de $TIEPI$ y $NIEPI$ más recientes (trienio 2021, 2022 y 2023) y considerando como valor de referencia el promedio sectorial por zona obtenido con los datos del último semiperiodo del periodo retributivo anterior (2021, 2022, 2023).

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 18. 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 18. Incentivo de calidad: resultados de la estimación realizada (datos 2019 retribución 2021)

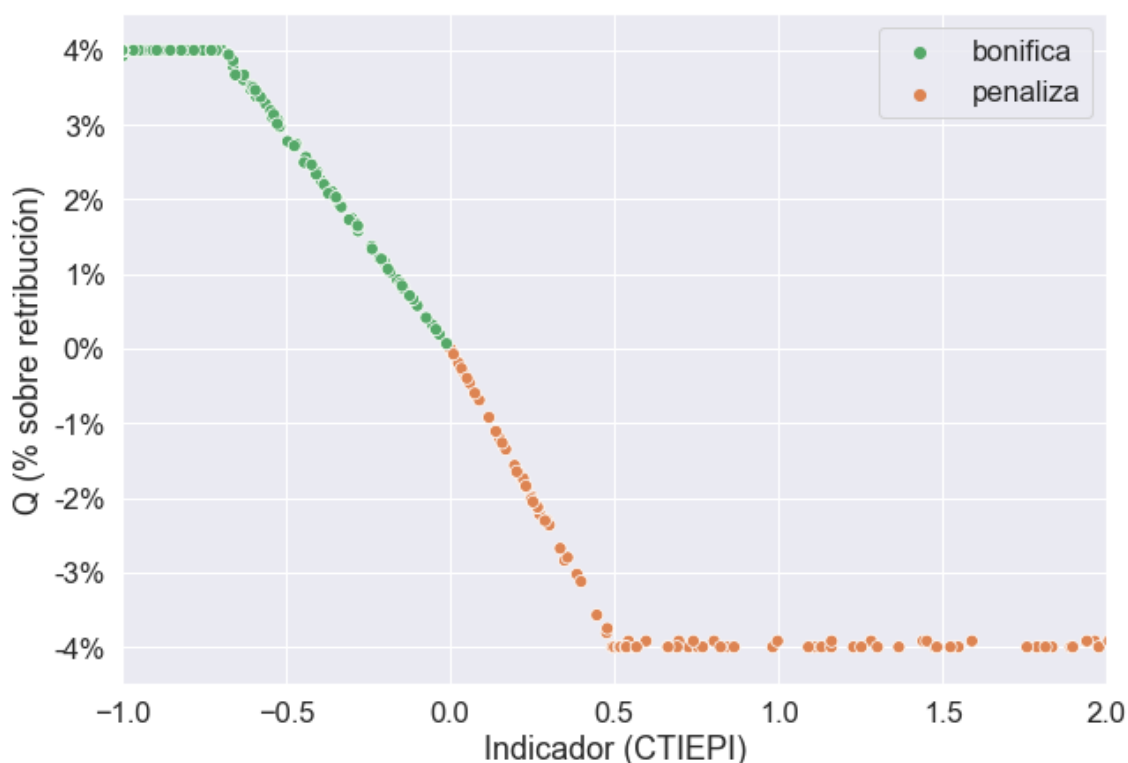
Concepto	Estimación	Propuesta de Resolución R21
Penalización total (M€)	-51,5 M€	-30,1 M€
Bonificación total (M€)	54,2 M€	29,6 M€*
Incentivo total (M€)	2,7 M€	0 M€*
N.º empresas bonificadas	179	156
N.º empresas penalizadas	143	174
N.º empresas con incentivo no asignado	11	0

* Valor obtenido tras la aplicación de los coeficientes de reparto ω para $CALTIEPI$ y $CALNIEPI$ que garantizan la neutralidad del incentivo conforme la metodología establecida en la circular 6/2019.

En los resultados obtenidos se aprecia la continuidad del incentivo en términos de impacto económico, debiendo destacarse que el incremento de las bonificaciones/penalizaciones se debe a la modificación en los límites superiores, así como a la eliminación de la neutralidad para el sistema. Cabe destacar, que, 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 2,7 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 la correlación entre el incentivo y el desempeño de la empresa, medido a través del indicador.

Gráfico 7. Incentivo de calidad, en porcentaje sobre la retribución sin incentivos, de las empresas en función del indicador $CTIEPI_n^i$



• Establecimiento de las referencias sectoriales $TIEPI_j^{SECTOR}$ y $NIEPI_j^{SECTOR}$

En lo relativo a las referencias sectoriales establecidas ex -ante, $TIEPI_j^{SECTOR}$ y $NIEPI_j^{SECTOR}$, y considerando las estimaciones realizadas, se considera adecuado utilizar los siguientes valores:

Tabla 19. Referencias sectoriales $TIEPI_j^{SECTOR}$ y $NIEPI_j^{SECTOR}$

	Zona	Retribución de los ejercicios 2026, 2027 y 2028	Retribución de los ejercicios 2029, 2030 y 2031
TIEPI	U	0,4793	0,4313
	SU	0,5883	0,5295
	RC	1,0440	0,9395

	Zona	Retribución de los ejercicios 2026, 2027 y 2028	Retribución de los ejercicios 2029, 2030 y 2031
	RD	1,7052	1,5347
NIEPI	U	0,5305	0,4775
	SU	0,6968	0,6271
	RC	1,1357	1,0221
	RD	1,3915	1,2524

Estas referencias se consideran representativas del sector y permitirían, por un lado, mejorar la calidad del suministro a nivel sectorial y, por otro, establecer un margen que posibilite la bonificación de las empresas más eficientes, incentivando así al resto a alcanzar los objetivos establecidos.

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 CEER²⁶, 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.

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

²⁶ [EUR-Lex - 52023DC0757 - EN - EUR-Lex](#)

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 90% 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. 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 primer periodo regulatorio se ha establecido una minoración del 50% del exceso de las inversiones puestas en servicio entre los años n-4 y n-2 que se encuentren por encima 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 70% en el segundo semiperiodo.

Finalmente, en el artículo 19 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 para la presentación y posterior valoración de los planes de inversión. 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 respecto a la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

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 Ratios²⁷ 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.

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. CONTENIDO Y 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.

²⁷ <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00224>

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 será 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.

En virtud de lo anterior se considera que esta circular asegura mecanismos que garantizan la coherencia en la regulación.

6. 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.

7. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

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 actualización²⁸ 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*

²⁸ Calendario de Circulares:

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

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.

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 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 han recibido 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 a las cuestiones planteadas.

8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR

8.1. 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 realizará un análisis individualizado de cada una de las diferentes medidas, en la que se presentará 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.

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

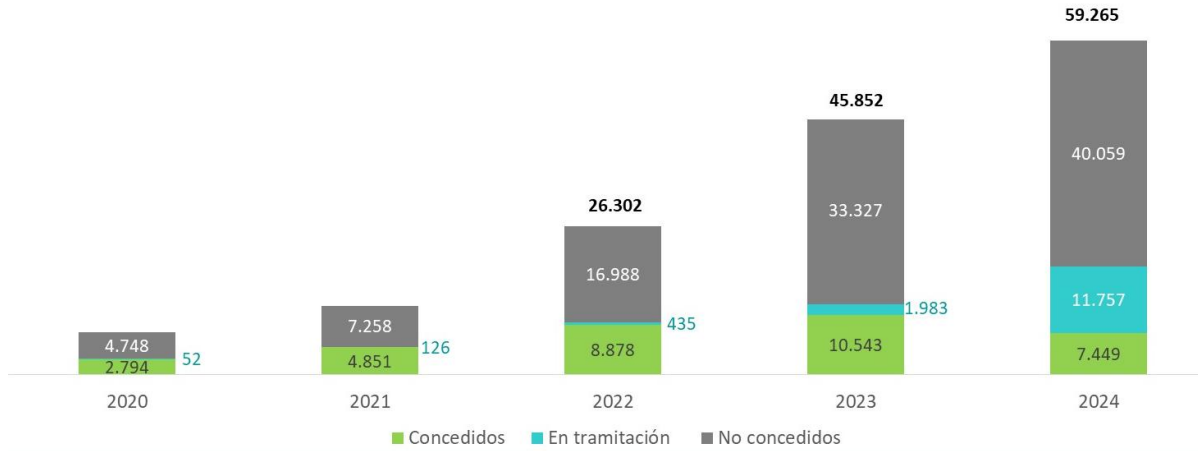
Desde un punto de vista de impacto económico, habida cuenta que, conforme la propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2022 (RAP/DE/001/22), en trámite de audiencia en el momento de elaboración 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).

8.1.2. Esquema de sostenibilidad económica

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). 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, pudiendo derivar en un incremento de peajes, 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 8. Evolución de las solicitudes de acceso y conexión a la red de distribución de instalaciones de demanda (MW)



Fuente: Información aportada por Aelec

Tabla 20. 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

8.1.3. 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 (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. Esto implica que, aplicando los parámetros incluidos en la propuesta de Circular, la retribución de la operación y mantenimiento, con carácter previo a la actualización correspondiente, se reducirá en 2026, en términos medios, un 22%²⁹, con respecto a la retribución prevista de 2025, tal y como se ha indicado en el apartado 4.2.2.5.

8.1.4. Impacto económico de la implantación de la nueva metodología TOTEX

Tal y como se ha indicado anteriormente, el modelo TOTEX tiene la ventaja de que incentiva a las empresas distribuidoras a tomar las decisiones más eficientes en el desarrollo de su actividad, pudiendo el distribuidor apostar por soluciones

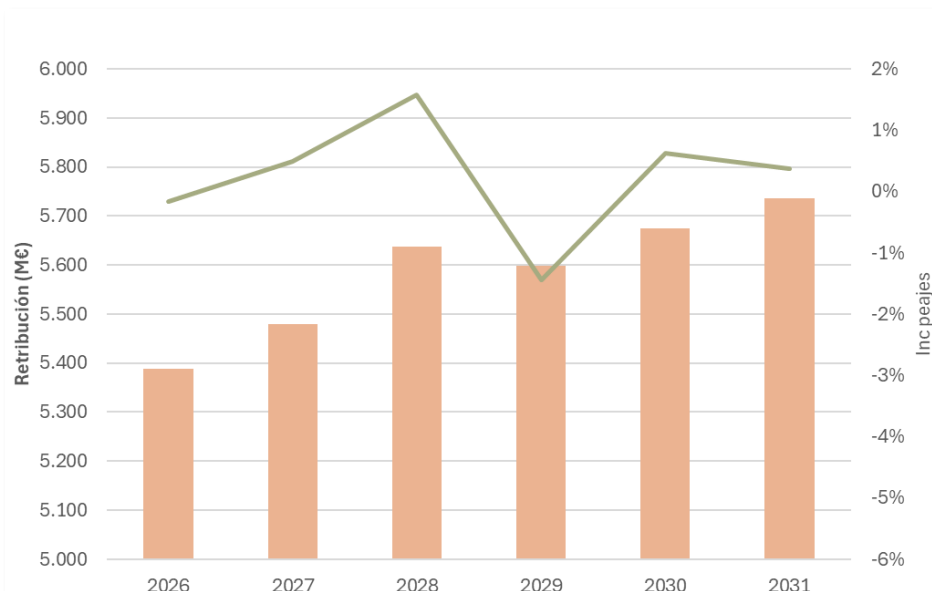
²⁹ Esta reducción no aplica a la Tasa de Ocupación de la Vía Pública ni a la financiación del bono social que se retribuirán en su totalidad al no ser costes gestionables por la empresa.

innovadoras menos intensivas en capital (mayor OPEX a corto plazo) en lugar de inversiones en la red. Por tanto, se considera que el avanzar progresivamente hacia este modelo contribuirá a maximizar el aprovechamiento de la red actual y a un desarrollo de la nueva red más eficiente, con el correspondiente impacto positivo sobre los peajes.

Para analizar el resultado económico del modelo propuesto, se ha partido de un escenario central continuista, en el cual se ha considerado un incremento de potencia anual en línea con los incrementos registrados en los últimos 3 años, de un 1%, en el periodo retributivo 2026-2031, y un total de inversiones anuales en distribución acordes a las declaradas en los últimos planes de inversión presentados a la CNMC por las distribuidoras para 2024 (2.078 M€), 2025 (1.917M€), y 2026 (2.270M€) y el valor promedio de estas tres cifras (2.088 M€) en cada uno de los años de 2027 a 2029.

El gráfico siguiente muestra la evolución de la retribución anual que le correspondería al conjunto de las empresas distribuidoras con la aplicación de la circular propuesta, junto el incremento estimado de los peajes de distribución asociados a la retribución de cada año en el escenario central señalado. Como puede apreciarse en el gráfico siguiente, dicho valor se sitúa entre -1,4% y 1,6% durante todo el periodo.

Gráfico 9. Evolución de la retribución total anual y del incremento de peajes en el Escenario de Potencia Continuista e Inversiones Continuista (Escenario Central)



Nota: El gráfico muestra la retribución sin incentivos. El incremento de peajes 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 de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el ejercicio 2025 (RAP/DE/009/24).

Se ha considerado durante el periodo 2026-2031 un incremento anual de los costes incurridos de OPEX (descontado la Tasa de Ocupación de la Vía Pública) de 1% anual. Para la retribución de 2026, el coste incurrido de OPEX se ha estimado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras en la Circular informativa 8/2021 para el ejercicio 2023 incrementado un 1%

Para la evolución anual de la retribución del OPEX se ha considerado un incremento anual de número de clientes de 0,8%, en línea con lo registrado en el periodo retributivo actual y los valores de THETA (θ), μ , de los porcentajes de reparto de beneficio propuestos en esta Circular.

La tasa de retribución financiera considerada ha sido del 6,46%.

Con el fin de analizar el resultado del modelo ante contextos diferentes al escenario central continuista planteado, se han considerado adicionalmente un escenario de incremento de potencia llamado de Potencia Alta y otro de Inversiones PNIEC, acordes a los niveles previstos en dicho plan. Los valores de inversión en el primer semiperiodo son los mismos en el Escenario de Inversiones PNIEC y en el escenario de Inversiones Continuista.

Tabla 21. Escenarios de incrementos de potencia

	Potencia Continuista	Potencia Alta
2026	1,6%	3,7%
2027	1,8%	3,5%
2028	2,0%	4,3%
2029	0,8%	5,7%
2030	0,7%	6,4%
2031	0,6%	5,9%

Tabla 22. Escenarios de inversiones anuales

Año de inversión	Inversiones consideradas		Fuente	
2024	2.078		Planes 2024	
2025	1.917		Planes 2025	
2026	2.270		Planes 2026 presentados por las distribuidoras en mayo 2025	
	Escenario Inversiones Continuista		Escenario Inversiones PNIEC*	
2027	2.088	Promedio (2024-2026)	4.236	Inversiones anuales del PNIEC
2028	2.088	Promedio (2024-2026)	4.236	Inversiones anuales del PNIEC
2029	2.088	Promedio (2024-2026)	4.236	Inversiones anuales del PNIEC

*El valor de inversión PNIEC se ha calculado dividiendo en valores anuales el importe total previsto en el PNIEC, supuestas unas inversiones anuales de 1000M€ en transporte

De acuerdo a lo anterior, se plantean 4 escenarios:

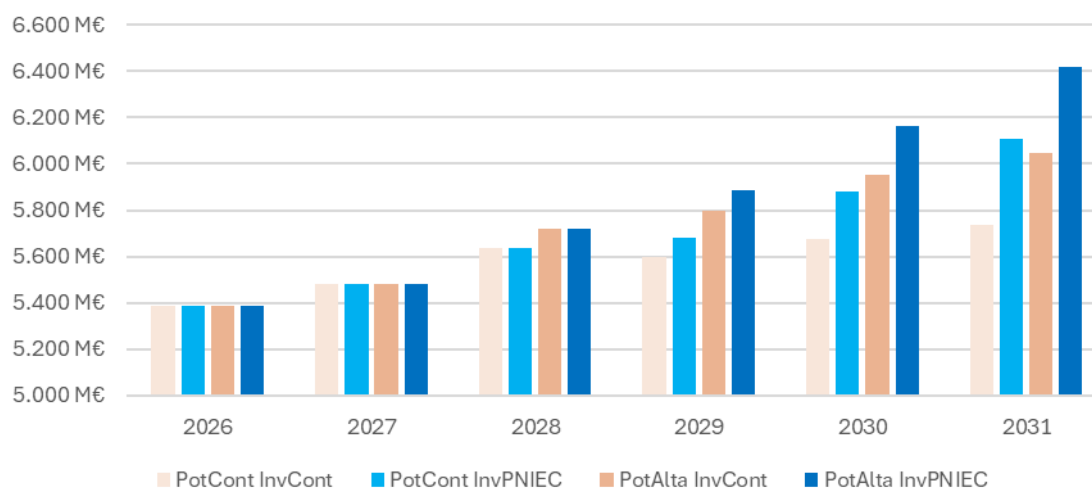
Tabla 23. Escenarios de potencia e inversiones anuales

Escenario	Incremento Potencia	Inversiones
PotCont InvCont (continuista)	Continuista	Continuista
PotAlta InvCont (subinversión)	Alta	Continuista
PotCont InvPNIEC (sobreinversión)	Continuista	PNIEC
PotAlta InvPNIEC (crecimiento)	Alta	PNIEC

Para cada uno de estos escenarios, se muestra en el siguiente gráfico la evolución de la retribución propuesta. Tal y como puede apreciarse, los escenarios correspondientes a una determinada inversión (Continuista o PNIEC), dan como resultado una mayor retribución en los Escenarios de Potencia Alta, al obtenerse un CAPEX de referencia más elevado, que permitirá un mayor reparto de márgenes para las empresas al aplicar el incentivo de sostenibilidad. Sin embargo, en el Escenario de Potencia Continuista, dado que el incremento de potencia es menor, dicho CAPEX de referencia será también más reducido.

Debe destacarse que para los dos primeros años del periodo la retribución resultante de la aplicación de la Circular es la misma en todos los escenarios, dado que las hipótesis de inversión coinciden en todos ellos, y aunque la potencia es diferente, no resulta de aplicación en este periodo el incentivo de sostenibilidad.

Gráfico 10. Evolución de la retribución total anual para cada uno de los escenarios de la Tabla 23 (M€)



Nota: El gráfico muestra la retribución sin incentivos. Se ha considerado durante el periodo 2026-2031 un incremento anual de los costes incurridos de OPEX (descontado la Tasa de Ocupación de la Vía Pública) de 1% anual. Para la retribución de 2026, el coste incurrido de OPEX se ha estimado a partir de la

información aportada por las empresas distribuidoras en la Circular informativa 8/2021 para el ejercicio 2023 incrementado un 1%

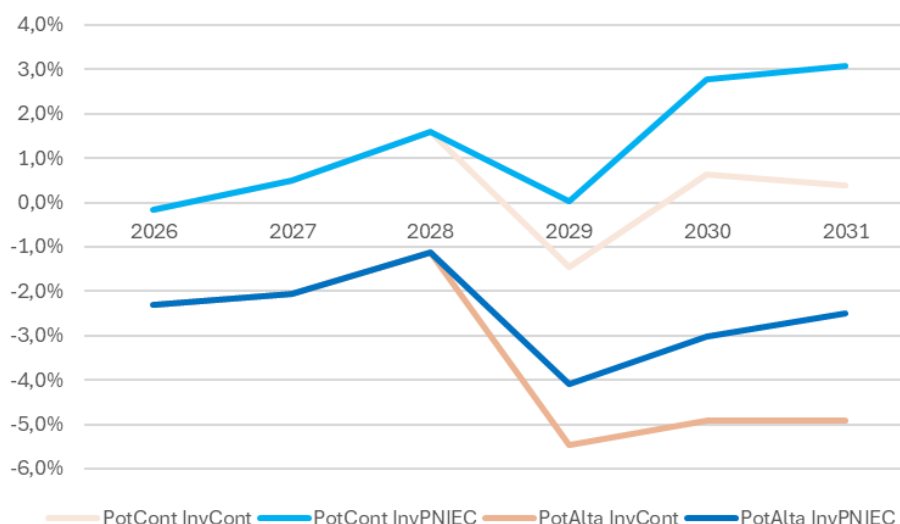
Para la evolución anual de la retribución del OPEX se ha considerado un incremento anual de número de clientes de 0,8%, en línea con lo registrado en el periodo retributivo actual y los valores de THETA (θ), μ , de los porcentajes de reparto de beneficio propuestos en esta Circular.

La tasa de retribución financiera considerada ha sido del 6,46%.

Adicionalmente, para analizar el impacto en la sostenibilidad del sistema, se presenta el impacto estimado en los peajes de cada escenario. Dicho impacto es mayor en los casos en los que el incremento de potencia es continuista, mientras que es inferior en los casos en los que el incremento de la potencia sigue la senda PNIEC, dado que dichos incrementos elevados de potencia contribuyen a incrementar los ingresos por peajes y, por tanto, amortiguan el impacto del incremento de la retribución asociada.

En todo caso, desde el punto de vista de la sostenibilidad del sistema, incluso en el escenario de mayor crecimiento de los peajes, este sería siempre inferior al 3%. A este respecto, debe destacarse que si se mantuviese un esquema retributivo similar al actual que no incluyese ningún esquema de sostenibilidad (pero aplicando el mismo factor de eficiencia al OPEX al comienzo del periodo regulatorio previsto en esta propuesta de Circular y un valor de X de evolución del COMGES de 0,3), en el caso de darse un Escenario de Inversiones PNIEC y de Potencia Continuista, el incremento de peajes ascendería en torno a un 5-6% en el segundo semiperiodo.

Gráfico 11. Evolución del incremento de peajes de distribución para cada uno de los escenarios de la Tabla 23



Nota: El incremento de peajes 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 de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el ejercicio 2025 (RAP/DE/009/24).

En el anexo 2 se aporta un mayor detalle completando cada escenario con las hipótesis de crecimiento de la demanda y los resultados de la evolución de los peajes en cada escenario.

El gráfico muestra la retribución sin incentivos. Se ha considerado durante el periodo 2026-2031 un incremento anual de los costes incurridos de OPEX (descontado la Tasa de Ocupación de la Vía Pública) de 1% anual. Para la retribución de 2026, el coste incurrido de OPEX se ha estimado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras en la Circular informativa 8/2021 para el ejercicio 2023 incrementado un 1%

Para la evolución anual de la retribución del OPEX se ha considerado un incremento anual de número de clientes de 0,8%, en línea con lo registrado en el periodo retributivo actual y los valores de THETA (θ), μ , de los porcentajes de reparto de beneficio propuestos en esta Circular.

La tasa de retribución financiera considerada ha sido del 6,46%.

Del análisis de los escenarios descritos se puede concluir que la nueva metodología asegura la sostenibilidad económica del sistema incluso en el peor escenario posible en el que se dieran inversiones muy elevadas con incrementos de potencia reducida.

Adicionalmente, cabe recordar que se incluyen dos medidas para limitar el impacto de una subinversión y de un incremento significativo de costes por encima de la senda de referencia:

- Por un lado, en el artículo 10 se establece que, si las nuevas inversiones ejecutadas por una empresa son inferiores al 80% de la inversión histórica sostenible IHS, la retribución de referencia empleada ($Ref_{RI_n}^i$) será coincidente con el término $RI_{REAL_n}^i$, obtenido a partir de las inversiones reales. Esta limitación se justifica para evitar que las empresas obtengan una elevada retribución sin haber realizado al menos las inversiones mínimas requeridas en su red. En cualquier caso, dado que la referencia se fijaría en base a las inversiones reales, esta medida no tendría impacto económico sobre la empresa afectada, sino que las inversiones se retribuirían a valor auditado, sin asignar ningún incentivo adicional.
- Por otro lado, al objeto de asegurar la sostenibilidad económica del sistema, en el artículo 5 se establece un margen (LR) sobre el valor de referencia ($Ref_{TOTEX_n}^i$), por encima del cual no puede establecerse la retribución total (TOTEX). Este margen tomará el valor del 3% durante el primer periodo regulatorio. De esta forma se pretende limitar el impacto en el sistema de incrementos de costes no justificados por parte de las distribuidoras.

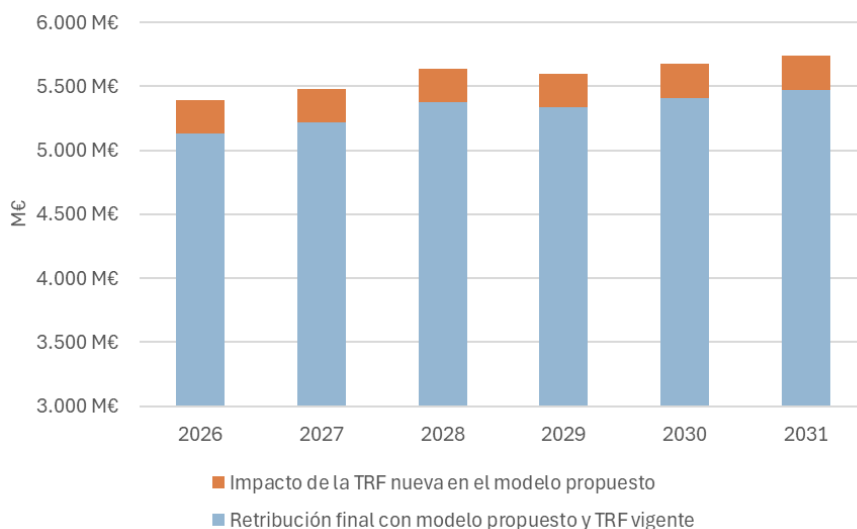
Adicionalmente, es preciso destacar que se ha introducido una disposición transitoria cuarta que permite a las empresas de menos de 1.000 clientes solicitar

una adaptación de la metodología, de tal forma que no les sea aplicado el modelo TOTEX en el segundo semiperíodo, sino que se aplique la disposición adicional tercera en el ejercicio 2031. Dado que dicho colectivo de empresas representa únicamente el 0,6% del total de la retribución del sector, dicha medida no representa un impacto significativo, si bien permite reconocer las particularidades de estas empresas que, por su tamaño, tienen menos margen de gestión de sus inversiones y costes operativos.

8.1.5. Impacto económico de la tasa de retribución financiera

Con el fin de identificar el impacto de la tasa de retribución financiera, el siguiente gráfico muestra la evolución de la retribución que resultaría con la propuesta de Circular aplicando la tasa vigente del 5,58% y la que resultaría si se hubiera realizado la actualización de la tasa de retribución financiera a 6,46%. Se puede observar que el incremento de la tasa de retribución financiera supone en torno a un 4,8% de la retribución anual.

Gráfico 12. Retribución de la Circular propuesta en el Escenario Central (Incremento de Potencia Continuista e Inversiones Continuista) con TRF vigente y del 6,46%



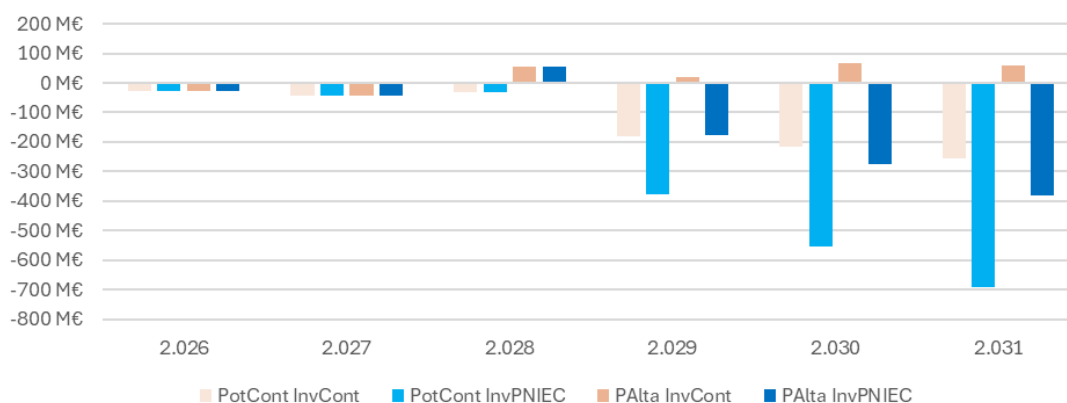
Nota: El gráfico muestra la retribución sin incentivos. Se ha considerado durante el periodo 2026-2031 un incremento anual de los costes incurridos de OPEX (descontado la Tasa de Ocupación de la Vía Pública) de 1% anual. Para la retribución de 2026, el coste incurrido de OPEX se ha estimado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras en la Circular informativa 8/2021 para el ejercicio 2023 incrementado un 1%. Para la evolución anual de la retribución del OPEX del modelo propuesto se ha considerado un incremento anual de número de clientes de 0,8%, en línea con lo registrado en el periodo retributivo actual y los valores de THETA (θ), μ , de los porcentajes de reparto de beneficio propuestos en esta Circular.

8.1.6. Impacto económico de la aplicación la nueva metodología con respecto a la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

Con el fin de identificar el impacto del cambio de metodología, se representa en el siguiente gráfico la diferencia entre la nueva retribución propuesta y la existente en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, considerando en esta la nueva TRF, incluyendo el ajuste en OPEX previsto en la propuesta de Circular al comienzo del periodo y un parámetro X de evolución del COMGES del 0,3.

En el gráfico se observa, por un lado, que en 2026 y 2027 se produce una pequeña disminución de la retribución, fruto de la aplicación de los cambios en la metodología de cálculo de OPEX. A partir de 2028, con la aplicación de la nueva metodología, se observa que el impacto económico varía según el escenario, favoreciendo la mayor eficiencia en el escenario de potencia alta e inversión continuista y penalizando el exceso de inversión en el escenario de potencia continuista e inversión PNIEC.

Gráfico 13. Diferencia entre la retribución de la Circular propuesta y la vigente establecida en la Circular 6/2019, considerando la TRF de 6,46% y la eficiencia en OPEX



Nota: El gráfico muestra la retribución sin incentivos. Se ha considerado durante el periodo 2026-2031 un incremento anual de los costes incurridos de OPEX (descontado la Tasa de Ocupación de la Vía Pública) de 1% anual. Para la retribución de 2026, el coste incurrido de OPEX se ha estimado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras en la Circular informativa 8/2021 para el ejercicio 2023 incrementado un 1%. Para la evolución anual de la retribución del OPEX se ha considerado un incremento anual de número de clientes de 0,8%, en línea con lo registrado en el periodo retributivo actual y los valores de THETA (θ), μ , de los porcentajes de reparto de beneficio propuestos en esta Circular. La tasa de retribución financiera considerada ha sido del 6,46%.

Cabe destacar que en un escenario continuista en potencia y en inversión, las diferencias con el modelo actual serían poco significativas.

8.2. Impacto sobre la competencia

Esta propuesta de circular no tendrá impactos sobre la competencia en el ámbito de la distribución, en tanto que se trata de una actividad regulada por su consideración como monopolio natural.

8.3. 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.

9. CONCLUSIONES

La propuesta de circular:

1. Establece una revisión de la metodología de retribución de las redes de distribución aplicable a partir del nuevo periodo regulatorio 2026-2031.
2. Evoluciona la retribución de la actividad de distribución hacia un modelo TOTEX, en el que los costes asociados a CAPEX y OPEX son tratados de una manera agregada. 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.
3. Establece un modelo transitorio durante el primer semiperiodo regulatorio 2026-2028 con objeto de que las decisiones que tomen los gestores de red se adapten gradualmente al nuevo modelo TOTEX.
4. Se introduce un esquema de sostenibilidad del sistema, con objeto de compatibilizar las inversiones necesarias en las redes necesarias para avanzar en el proceso de descarbonización y electrificación de la economía con el objetivo de desarrollar demanda eléctrica asegurando de esta forma la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico establecido en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
5. Simplifica la retribución de la operación y mantenimiento, unificando los distintos conceptos retributivos de operación y mantenimiento y relativos

a otras tareas existentes en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, los cuales pasan a analizarse de manera agrupada. Se busca con este cambio evitar posibles duplicidades en el reconocimiento de costes, así como avanzar en la simplificación del procedimiento.

En conclusión, se realizan cambios en el modelo de retribución de la distribución que buscan facilitar la necesaria adaptación de las redes de distribución a un nuevo entorno resultante del proceso de descarbonización y electrificación de la economía, favoreciendo asimismo la eficiencia en la toma de decisiones relativas tanto al uso de las redes existentes como a las inversiones en las mismas, todo ello en un contexto de garantía de la sostenibilidad económica y financiera del sistema.

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
θ : parámetro sectorial para el cálculo de la referencia de operación y mantenimiento	12.1
μ : parámetro por empresa ligado al número de clientes	12.1
FA Factor de ajuste del ROMref	12.1
LPS (Límite de Planes Superior)	18.3
LPI (Límite de Planes Inferior)	18.3
Pérdidas de referencia del sector	23.2
UE (Umbral de empeoramiento) de incentivo de pérdidas	23.4
UM (umbral de mejora) de incentivo de pérdidas	23.4
Límite sectorial para el incentivo de pérdidas para el año n	23.7
Valoración bolsas de fraude para las retribuciones de los ejercicios 2026, 27 y 28	24.2
Referencia sectorial de TIEPI	26.3
Referencia sectorial de NIEPI	26.3
Penalización y Bonificación máxima del incentivo de calidad	26.4
Umbrales del indicador CTIEPI a partir de los cuales la empresa i percibe la penalización o bonificación máxima	26.4
UE (Umbral de empeoramiento) del NIEPI	26.5
UM (umbral de mejora) del NIEPI	26.5
Límite sectorial para el incentivo de calidad para el año n	26.7

Parámetros a establecer por Resolución	Articulado CIRCULAR
Nuevas tipologías de inversión	8.5
Otros costes de nuevas actividades de las empresas distribuidoras.	14.2
Resoluciones de proyectos piloto	15.1
Contenido y formato de los planes desde el punto de vista retributivo	19.1
CCUU de inversión y operación y mantenimiento	19.3
Energía defraudada no gestionable	24.3
Metodología para detraer el uso de activos regulados distintos de la F.O.	27.3
Índice Global de ratios	28.6
Potencias contratadas trienio 23-25	DA2 ^a
K coeficiente de sostenibilidad económica de la empresa i	DA2 ^a
K coeficiente de sostenibilidad económica del sector en el trienio 23-25	DA2 ^a
IHS (Inversión Histórica Sostenible)	10.1
PERD _{ref} ⁱ	23

ANEXO 2. ANÁLISIS DEL IMPACTO EN PEAJES DE LA PROPUESTA

Variación de la potencia y la demanda: Escenario POTENCIA CONTINUISTA

Año 2026														
Tasa de variación s/ año anterior														
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)							
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	TOTAL	
1,7%	1,7%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,9%	1,9%	1,9%	0,0%	0,0%	0,0%	1,9%	
1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	
1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	
0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	
1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	
1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	
1,6%	1,6%	1,6%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,4%	1,3%	1,5%	0,6%	0,6%	0,7%	1,1%	
Año 2027														
Tasa de variación s/ año anterior														
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)							
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	TOTAL	
2,0%	2,0%	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,9%	1,9%	1,9%	0,0%	0,0%	0,0%	1,9%	
1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	
1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	
0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	
1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	
1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	
1,8%	1,8%	1,8%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,4%	1,4%	1,6%	0,8%	0,8%	0,8%	1,2%	
Año 2028														
Tasa de variación s/ año anterior														
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)							
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	TOTAL	
2,3%	2,3%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	2,1%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	
1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	
1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	
1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	
1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	
1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	
2,0%	2,0%	2,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,6%	1,5%	1,7%	0,9%	0,9%	0,9%	1,3%	
Año 2029														
Tasa de variación s/ año anterior														
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)							
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	TOTAL	
0,7%	0,7%	0,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	
0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	
1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	
0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	
1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	
1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	
0,8%	0,8%	0,8%	1,0%	1,0%	1,0%	1,1%	0,7%	0,7%	0,7%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	
Año 2030														
Tasa de variación s/ año anterior														
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)							
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	TOTAL	
0,6%	0,6%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	
0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	
1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	
0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	
1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	
1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	
0,7%	0,7%	0,7%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,7%	0,7%	0,6%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	
Año 2031														
Tasa de variación s/ año anterior														
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)							
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	TOTAL	
0,6%	0,6%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	
0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	
0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	
0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	
0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	
0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	
0,6%	0,6%	0,6%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,6%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	

Variación de la potencia y la demanda: Escenario POTENCIA ALTA

Año 2026

Tasa de variación s/ año anterior													
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)						TOTAL
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	
1,5%	1,5%	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%
3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,3%	1,2%	1,3%
15,5%	15,5%	15,4%	15,3%	15,3%	15,2%	14,8%	5,1%	5,0%	4,9%	4,8%	4,8%	4,8%	4,9%
7,9%	7,9%	7,9%	7,8%	7,8%	7,8%	7,7%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	1,0%	1,0%
22,4%	22,2%	24,3%	20,8%	21,8%	22,2%	24,4%	36,2%	36,6%	34,9%	30,9%	28,5%	12,4%	22,2%
2,9%	3,6%	3,6%	-0,8%	-0,5%	-0,4%	0,5%	15,9%	16,9%	12,0%	10,8%	9,4%	-5,3%	3,1%
3,7%	3,7%	3,7%	8,7%	8,7%	8,8%	8,9%	3,1%	3,6%	2,4%	5,9%	5,7%	2,8%	3,3%

Año 2027

Tasa de variación s/ año anterior													
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)						TOTAL
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	
1,5%	1,5%	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	0,8%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%
1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	0,6%	0,6%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	0,7%
13,9%	13,9%	13,9%	13,9%	13,9%	13,9%	13,8%	6,3%	6,3%	6,4%	6,4%	6,4%	6,3%	6,3%
5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,7%	0,4%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%
23,0%	23,0%	23,0%	23,0%	23,0%	23,0%	22,8%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%
2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
3,5%	3,4%	3,5%	8,0%	8,0%	8,0%	8,2%	2,7%	3,0%	2,3%	5,3%	5,3%	5,4%	3,8%

Año 2028

Tasa de variación s/ año anterior													
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)						TOTAL
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	
1,5%	1,5%	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%
2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
17,6%	17,6%	17,6%	17,6%	17,6%	17,6%	17,5%	9,3%	9,2%	9,3%	9,4%	9,3%	9,2%	9,3%
7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,7%	1,4%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,5%	1,4%
19,3%	19,3%	19,3%	19,3%	19,3%	19,3%	19,2%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%
8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%
4,3%	4,3%	4,4%	10,5%	10,5%	10,5%	10,8%	3,9%	4,4%	3,3%	7,7%	7,8%	7,8%	5,6%

Año 2029

Tasa de variación s/ año anterior													
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)						TOTAL
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	
1,5%	1,5%	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,2%	1,2%	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	1,2%
2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%
23,8%	23,8%	23,8%	23,8%	23,8%	23,8%	23,7%	14,4%	14,4%	14,5%	14,5%	14,4%	14,4%	14,4%
11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,4%	3,2%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,3%	3,3%
10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	9,9%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%
5,7%	5,6%	5,7%	14,0%	14,0%	14,0%	14,4%	5,1%	5,7%	4,3%	9,8%	9,8%	9,9%	7,2%

Año 2030

Tasa de variación s/ año anterior													
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)						TOTAL
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	
1,5%	1,5%	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,4%	1,4%	1,4%	0,0%	0,0%	0,0%	1,4%
2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	24,9%	16,9%	16,9%	17,0%	17,1%	17,0%	16,9%	16,9%
14,3%	14,3%	14,3%	14,3%	14,3%	14,3%	14,0%	5,0%	5,1%	5,1%	5,0%	5,0%	5,1%	5,0%
8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%
5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,2%	7,2%	7,2%	7,3%	7,3%	7,3%	7,2%	7,2%
6,4%	6,3%	6,4%	15,0%	15,1%	15,1%	15,5%	5,8%	6,4%	4,9%	10,6%	10,6%	10,6%	8,0%

Año 2031

Tasa de variación s/ año anterior													
Potencia Facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						Energía Consumida (GWh)						TOTAL
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	
1,6%	1,6%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,7%	1,7%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	1,7%
4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
18,4%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%	13,6%	13,6%	13,6%	13,6%	13,6%	13,6%	13,6%
16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,4%	16,2%	6,8%	6,8%	6,9%	6,9%	6,8%	6,9%	6,9%
6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	6,3%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%
1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
5,9%	5,8%	5,9%	12,8%	12,8%	12,8%	13,0%	5,3%	5,7%	4,5%	8,8%	8,7%	8,7%	6,9%

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 analizados³⁰

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	3.584.016	3.649.859	3.762.586	3.736.588	3.786.485	3.827.280
3.0 TD	676.613	744.898	680.718	686.868	699.124	694.723	704.463	713.023
6.1 TD	938.240	1.032.928	955.333	971.460	999.458	992.648	1.006.007	1.017.063
6.2 TD	132.179	145.519	134.588	136.860	140.804	139.845	141.727	143.284
6.3 TD	33.427	36.801	34.037	34.611	35.609	35.366	35.842	36.236
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5.292.271	5.826.374	5.388.691	5.479.657	5.637.581	5.599.169	5.674.524	5.736.886

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	46,26	46,23	46,67	46,05	46,39	46,62
3.0 TD	19,56	21,53	19,69	19,73	19,91	19,64	19,77	19,87
6.1 TD	13,87	15,27	14,13	14,25	14,54	14,30	14,38	14,43
6.2 TD	5,93	6,53	6,18	6,25	6,39	6,31	6,35	6,38
6.3 TD	3,28	3,61	2,94	2,96	3,02	2,97	2,98	2,99
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	23,26	25,61	23,22	23,34	23,71	23,37	23,51	23,60

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
2,1%	1,8%	3,1%	-0,7%	1,3%	1,1%
0,6%	0,9%	1,8%	-0,6%	1,4%	1,2%
1,8%	1,7%	2,9%	-0,7%	1,3%	1,1%
1,8%	1,7%	2,9%	-0,7%	1,3%	1,1%
1,8%	1,7%	2,9%	-0,7%	1,3%	1,1%
1,8%	1,7%	2,9%	-0,7%	1,3%	1,1%

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
-2,4%	-0,1%	1,0%	-1,3%	0,7%	0,5%
0,7%	0,2%	0,9%	-1,3%	0,7%	0,5%
1,9%	0,9%	2,0%	-1,6%	0,6%	0,3%
4,3%	1,0%	2,2%	-1,3%	0,7%	0,4%
-10,2%	0,6%	1,9%	-1,6%	0,4%	0,2%
-0,2%	0,5%	1,6%	-1,4%	0,6%	0,4%

³⁰ 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

Escenario Potencia Continuista e Inversión PNIEC

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	3.584.016	3.649.859	3.762.586	3.792.741	3.925.311	4.074.337
3.0 TD	676.613	744.898	680.718	686.868	699.124	705.163	730.291	759.049
6.1 TD	938.240	1.032.928	955.333	971.460	999.458	1.007.565	1.042.891	1.082.716
6.2 TD	132.179	145.519	134.588	136.860	140.804	141.946	146.923	152.533
6.3 TD	33.427	36.801	34.037	34.611	35.609	35.897	37.156	38.575
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5.292.271	5.826.374	5.388.691	5.479.657	5.637.581	5.683.313	5.882.572	6.107.210

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
2,1%	1,8%	3,1%	0,8%	3,5%	3,8%
0,6%	0,9%	1,8%	0,9%	3,6%	3,9%
1,8%	1,7%	2,9%	0,8%	3,5%	3,8%
1,8%	1,7%	2,9%	0,8%	3,5%	3,8%
1,8%	1,7%	2,9%	0,8%	3,5%	3,8%
1,8%	1,7%	2,9%	0,8%	3,5%	3,8%

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	46,26	46,23	46,67	46,74	48,09	49,63
3.0 TD	19,56	21,53	19,69	19,73	19,91	19,94	20,50	21,15
6.1 TD	13,87	15,27	14,13	14,25	14,54	14,52	14,91	15,36
6.2 TD	5,93	6,53	6,18	6,25	6,39	6,40	6,58	6,79
6.3 TD	3,28	3,61	2,94	2,96	3,02	3,02	3,09	3,18
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	23,26	25,61	23,22	23,34	23,71	23,72	24,37	25,12

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
-2,4%	-0,1%	1,0%	0,2%	2,9%	3,2%
0,7%	0,2%	0,9%	0,1%	2,8%	3,2%
1,9%	0,9%	2,0%	-0,1%	2,7%	3,0%
4,3%	1,0%	2,2%	0,2%	2,8%	3,1%
-10,2%	0,6%	1,9%	-0,1%	2,6%	2,9%
-0,2%	0,5%	1,6%	0,0%	2,8%	3,1%

Escenario Potencia Alta 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	3.570.552	3.631.324	3.789.506	3.832.902	3.928.469	3.972.837
3.0 TD	676.613	744.898	694.181	705.403	738.898	756.752	784.395	814.880
6.1 TD	938.240	1.032.928	955.333	971.460	1.014.398	1.028.118	1.055.718	1.072.486
6.2 TD	132.179	145.519	134.588	136.860	142.909	144.842	148.730	151.092
6.3 TD	33.427	36.801	34.037	34.611	36.141	36.630	37.613	38.210
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5.292.271	5.826.374	5.388.691	5.479.657	5.721.852	5.799.242	5.954.926	6.049.505

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
1,7%	1,7%	4,4%	1,1%	2,5%	1,1%
2,6%	1,6%	4,7%	2,4%	3,7%	3,9%
1,8%	1,7%	4,4%	1,4%	2,7%	1,6%
1,8%	1,7%	4,4%	1,4%	2,7%	1,6%
1,8%	1,7%	4,4%	1,4%	2,7%	1,6%
1,8%	1,7%	4,4%	1,4%	2,7%	1,6%

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	46,67	47,08	48,65	48,62	49,13	48,86
3.0 TD	19,56	21,53	19,92	20,11	20,81	20,85	21,15	21,13
6.1 TD	13,87	15,27	13,57	12,97	12,40	10,98	9,64	8,63
6.2 TD	5,93	6,53	6,13	6,21	6,39	6,27	6,13	5,83
6.3 TD	3,28	3,61	2,44	2,03	1,83	1,72	1,65	1,60
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	23,26	25,61	22,73	22,25	22,01	20,80	19,78	18,80

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
-1,5%	0,9%	3,3%	-0,1%	1,0%	-0,5%
1,8%	1,0%	3,5%	0,2%	1,4%	-0,1%
-2,2%	-4,4%	-4,4%	-11,4%	-12,2%	-10,6%
3,4%	1,2%	2,9%	-1,9%	-2,3%	-5,0%
-25,7%	-16,8%	-9,8%	-6,1%	-4,1%	-3,0%
-2,3%	-2,1%	-1,1%	-5,5%	-4,9%	-4,9%

Escenario Potencia Alta e Inversión PNIÉC

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	3.570.552	3.631.324	3.789.506	3.888.515	4.065.719	4.216.037
3.0 TD	676.613	744.898	694.181	705.403	738.898	767.732	811.800	864.763
6.1 TD	938.240	1.032.928	955.333	971.460	1.014.398	1.043.035	1.092.602	1.138.138
6.2 TD	132.179	145.519	134.588	136.860	142.909	146.943	153.926	160.341
6.3 TD	33.427	36.801	34.037	34.611	36.141	37.161	38.927	40.549
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5.292.271	5.826.374	5.388.691	5.479.657	5.721.852	5.883.387	6.162.974	6.419.829

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	46,67	47,08	48,65	49,32	50,84	51,85
3.0 TD	19,56	21,53	19,92	20,11	20,81	21,15	21,89	22,42
6.1 TD	13,87	15,27	13,57	12,97	12,40	11,14	9,98	9,15
6.2 TD	5,93	6,53	6,13	6,21	6,39	6,36	6,34	6,18
6.3 TD	3,28	3,61	2,44	2,03	1,83	1,74	1,70	1,70
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	23,26	25,61	22,73	22,25	22,01	21,10	20,47	19,95

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
1,7%	1,7%	4,4%	2,6%	4,6%	3,7%
2,6%	1,6%	4,7%	3,9%	5,7%	6,5%
1,8%	1,7%	4,4%	2,8%	4,8%	4,2%
1,8%	1,7%	4,4%	2,8%	4,8%	4,2%
1,8%	1,7%	4,4%	2,8%	4,8%	4,2%
1,8%	1,7%	4,4%	2,8%	4,8%	4,2%

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
-1,5%	0,9%	3,3%	1,4%	3,1%	2,0%
1,8%	1,0%	3,5%	1,6%	3,5%	2,4%
-2,2%	-4,4%	-4,4%	-10,1%	-10,4%	-8,3%
3,4%	1,2%	2,9%	-0,5%	-0,3%	-2,6%
-25,7%	-16,8%	-9,8%	-4,8%	-2,1%	-0,5%
-2,3%	-2,1%	-1,1%	-4,1%	-3,0%	-2,5%