

## **CIRCULAR 8/2025, DE 22 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**

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 14.8, 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”*.

Asimismo, el artículo 14.12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que *“corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación de la retribución para cada año de las empresas titulares de instalaciones de transporte y distribución de conformidad con lo previsto en la Ley 3/2013, de 4 de junio.”*

El artículo 7.1. de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, prevé que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá mediante circular *“la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica”*.

De conformidad con lo anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó, en fecha 5 de diciembre de 2019, la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

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, según su disposición adicional primera, abarca los ejercicios 2020 a 2025, se hace necesario llevar a cabo una revisión de la metodología a aplicar a partir del año 2026.

Asimismo, el artículo 3.5 de la citada Circular establece que, antes del inicio de cada nuevo periodo regulatorio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, previo trámite de audiencia, el conjunto de parámetros técnicos y económicos que se utilizarán para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución durante dicho periodo regulatorio.

A los efectos anteriores, se ha procedido a la elaboración del presente proyecto de Circular, acompañado de la correspondiente memoria justificativa.

La Circular 6/2019, de 5 de diciembre, permitió aumentar la libertad de las empresas a la hora de tomar decisiones, teniendo en cuenta las nuevas

inversiones necesarias para la integración de las energías renovables y la digitalización de las redes, y posibilitando el alargamiento de vida útil de las instalaciones, de tal forma que se rentabilicen las inversiones y se racionalicen los gastos necesarios de las empresas.

En la presente circular se mantienen los principios generales establecidos en la metodología previa, si bien se introducen señales adicionales orientadas a introducir eficiencia, tanto en la construcción de las infraestructuras, como en la operación y mantenimiento de las redes. Asimismo, se incorporan disposiciones orientadas a adaptar las redes a la realidad actual, reconociendo la importancia de las inversiones en digitalización y automatización de las redes y contemplando el reconocimiento de otras actuaciones relacionadas con medidas de adaptación al cambio climático o de respuesta a fenómenos meteorológicos adversos.

La presente circular se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, en la medida en que las modificaciones planteadas son resultado de la experiencia obtenida durante la vigencia de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre. Se atiende a los principios de necesidad y eficiencia, siendo el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue. Asimismo, para las modificaciones pretendidas, se ha dado aplicación al principio de proporcionalidad.

Conforme a todos estos principios, considerando el rol cada vez más activo del distribuidor como gestor de las redes, se ha optado por modificar el modelo retributivo, definiendo al inicio del periodo regulatorio una trayectoria multianual de TOTEX (suma de retribución a la inversión y a la operación y mantenimiento), combinada con un esquema de incentivos, que se ajusta con un mecanismo de reparto de beneficios entre el distribuidor y el sistema. De esta forma, se busca fomentar las inversiones eficientes en nuevas instalaciones, a la vez que se incrementa el uso y la operación eficiente de la red existente.

Por otro lado, se modifican los incentivos a la reducción de pérdidas y a la mejora de la calidad, manteniendo en esencia la formulación de la regulación anterior, pero simplificando su aplicación, y estableciendo referencias al inicio del periodo regulatorio, con el objetivo de fomentar la estabilidad regulatoria.

Adicionalmente, se incrementa la intensidad de la penalización relativa a la prudencia financiera a partir del cuarto año del siguiente periodo regulatorio, del 1% de la retribución, al 1,5%, para incentivar a las empresas que aún no lo han hecho, a que se sitúen dentro de los rangos de valores recomendables de los ratios de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre. Téngase en cuenta que la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de *cambio climático y transición energética*, modificó la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, *del Sector Eléctrico*, con un nuevo apartado 8.bis en el artículo 14, estableciendo que las metodologías de retribución deberán contemplar incentivos económicos, que podrán tener signo positivo o

negativo, para la mejora de la disponibilidad de las instalaciones, para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado a fin de disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en el artículo 14, apartados 8 y 12, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión nacional de los Mercados y la Competencia, previos trámites de audiencia y, oído el Consejo de Estado, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 22 de diciembre de 2025 ha acordado emitir, la presente circular.

## **CAPÍTULO I. CRITERIOS GENERALES**

### **Artículo 1. Objeto.**

Esta circular tiene por objeto establecer la metodología para determinar la cuantía a retribuir a las empresas que desarrollan la actividad de distribución de energía eléctrica, con el fin de garantizar 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 objetivos, homogéneos en todo el territorio español y al menor coste posible para el sistema.

### **Artículo 2. Ámbito de aplicación.**

Esta circular es de aplicación a todas aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que desarrollen la actividad de distribución.

### **Artículo 3. Criterios generales de retribución de la actividad de distribución.**

1. La metodología desarrollada en la presente circular para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución tiene como finalidad establecer los criterios de remuneración de las empresas distribuidoras tanto como titulares de redes como gestores de la red que operan, considerando las instalaciones de la red de distribución y su operación y mantenimiento, e incentivando la mejora continua de la eficacia de la gestión, de la eficiencia económica y técnica.
2. El devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de distribución que cuenten con autorización de explotación en el año n-2 se iniciará desde el 1 de enero del año n, siempre y cuando las empresas distribuidoras titulares de las mismas estén inscritas en el Registro Administrativo de Distribuidores del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

3. A efectos retributivos, únicamente se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad de distribución por una empresa eficiente y bien gestionada. Una empresa eficiente y bien gestionada será aquella que ejerza su actividad de distribución de forma segura, sostenible y al menor coste posible para el sistema, manteniendo una calidad del suministro adecuada en todas sus zonas de distribución y una optimizada gestión técnica y operativa para reducir sus pérdidas eléctricas.
4. Los pagos en concepto de retribuciones serán liquidados de conformidad con lo establecido por el Real Decreto 2017/1997, de 26 diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. El cobro de dicha retribución se realizará con cargo a las liquidaciones del ejercicio para el que se haya establecido, aplicándose la misma periodificación que al resto de actividades reguladas.
5. Antes del inicio de cada nuevo periodo regulatorio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, previo trámite de audiencia, el conjunto de parámetros técnicos y económicos que se utilizarán para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución durante dicho periodo regulatorio.
6. De conformidad con el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los parámetros técnicos y económicos objeto de la metodología de retribución podrán ser modificados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del comienzo de cada periodo regulatorio.
7. Si se produjesen transmisiones de activos entre empresas distribuidoras de energía eléctrica, las empresas afectadas deberán comunicarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y solicitar la modificación de la retribución a percibir desde el momento en que se produzca la transmisión de activos, aportando la información necesaria para el cálculo de ésta, todo ello previa autorización del órgano competente.
8. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deberán comunicar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las infraestructuras de evacuación y de consumo susceptibles de ser incorporadas a la red de distribución, y que cuenten con resolución a tal efecto de la Dirección General de Política Energética y Minas. Asimismo deberán solicitar la modificación de su retribución, que se devengará desde el momento en que se produzca la incorporación de las mismas a su red de distribución, aportando la información necesaria para el cálculo de ésta, todo ello previa autorización del órgano competente.

#### **Artículo 4. Periodos regulatorios.**

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la retribución de la actividad de distribución se determinará por periodos regulatorios de seis años de duración.

## CAPÍTULO II. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

### Artículo 5. Retribución anual.

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá por años naturales, mediante resolución y previa audiencia a los interesados, la retribución reconocida a cada distribuidora por la actividad de distribución, que se calculará de acuerdo con lo dispuesto en el presente Capítulo.

Antes del 15 de noviembre de cada año, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia someterá a audiencia pública la propuesta de resolución de retribución total a percibir el año siguiente por cada una de las empresas, la cual contendrá un anexo en formato digital de hoja de cálculo con su desglose en los términos señalados en el presente artículo.

2. La retribución de la actividad de distribución reconocida a la distribuidora  $i$  en el año  $n$  por el desempeño de su actividad el año  $n-2$  se determinará mediante la siguiente formulación:

$$R_n^i = TOTEX_n^i + REVU_n^i + IE_{n,26 \rightarrow n-2}^i + OC_n^i + P_n^i + Q_n^i$$

Donde:

- $TOTEX_n^i$  es la retribución anual tanto a la inversión como a la operación y mantenimiento a percibir por la empresa  $i$  en el año  $n$ . Se calculará conforme a la siguiente expresión:

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

- $Ref_{TOTEX_n}^i$  es la referencia de la retribución a la inversión y de la operación y mantenimiento en un año concreto:

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

Siendo:

- $Ref_{RI_n}^i$  es la referencia de retribución a la inversión a considerar a la empresa  $i$  en el año  $n$  por las instalaciones con puesta en servicio anterior a 1 de enero de  $n-1$ . Se calculará conforme se establece en el artículo 10.
- $Ref_{ROM_n}^i$  es la referencia a la retribución a la operación y mantenimiento a considerar a la empresa  $i$  en el año  $n$  por las instalaciones con puesta en servicio anterior a 1 de enero de  $n-1$ . Se calculará conforme se establece en el artículo 12.
- $TOTEX_{REAL_n}^i$  es la suma de la retribución a la inversión y la retribución a la operación y mantenimiento que le correspondería percibir a la empresa  $i$  en el año  $n$  por todas las instalaciones con puesta en servicio anterior a 1 de enero del año  $n-1$ , en base a los

costes reales incurridos por la empresa. Se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

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

Siendo:

- $RI_{REAL_n}^i$  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. Se calculará conforme se establece en el artículo 6.
- $ROM_{REAL_n}^i$  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. Se calculará conforme se establece en el artículo 11.
- $IRM_n$  es el incentivo de reparto de márgenes entre la empresa distribuidora y el sector. Su valor se establecerá por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- $REVU_n^i$  es la retribución por extensión de vida útil para el año  $n$  que percibirá una empresa distribuidora  $i$  por todas aquellas instalaciones de distribución que, habiendo superado su vida útil regulatoria, siguen en servicio en el año  $n-2$ , siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de cada una de dichas instalaciones. Todo ello conforme se establece en el artículo 13.
- $IE_{n,26 \rightarrow n-2}^i$  es la retribución correspondiente a las inversiones excepcionales ejecutadas por la empresa distribuidora  $i$  entre los ejercicios 2026 y  $n-2$ , relativas a las actuaciones que supongan una cuantía superior al 50 por ciento del límite máximo individual de inversión fijado para dicha empresa en el año  $n$ . Para ello se considerarán los requisitos establecidos en el artículo 8. Su cálculo se llevará a cabo de acuerdo a los costes realmente incurridos, según se establece en el artículo 7.
- $OC_n^i$  es la retribución por otros costes directamente relacionados con la actividad de distribución que no se encuentran contemplados en los términos anteriores. Se calculará según se establece en el artículo 14.
- $P_n^i$  es el término de incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora  $i$  el año  $n$ , asociado al nivel de pérdidas de su red en el año  $n-2$ . Dicho incentivo a la



reducción de pérdidas se calculará según lo establecido en el Capítulo V.

- $Q_n^i$  es el término de incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora  $i$  el año  $n$  asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora  $i$  entre los años  $n-4$  a  $n-2$ . Dicho incentivo a la calidad se calculará según lo establecido en el Capítulo VI.
3. Una vez determinada la retribución anual de cada empresa distribuidora conforme a lo establecido en el apartado anterior, se realizará el ajuste retributivo previsto en el artículo 26 y se aplicará, en su caso, la penalización relativa a la prudencia financiera prevista en el artículo 27.

#### **Artículo 6. Retribución a la inversión del año $n$ en base a las inversiones realmente ejecutadas de la actividad de distribución**

1. El término  $RI_{REAL_n}^i$  correspondiente a 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 para dar cumplimiento a la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, se calculará en base a las inversiones realmente ejecutadas, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RI_{REAL_n}^i = RI_n^i + TER_{n,15 \rightarrow n-2}^i$$

Donde:

- $RI_n^i$  es la retribución a la inversión en base a los costes incurridos a considerar en el cálculo retributivo de la empresa  $i$  en el año  $n$  por las instalaciones con puesta en servicio posterior anterior al 1 de enero del año  $n-1$ , según se define en el artículo 7.
- $TER_{n,15 \rightarrow n-2}^i$  es la retribución a la inversión a percibir en el año  $n$  por los terrenos asociados a nuevas instalaciones eléctricas de la empresa distribuidora  $i$  con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014 y anterior al 1 de enero del año  $n-1$ , según se define en el artículo 9.

#### **Artículo 7. Cálculo de la retribución a la inversión de las instalaciones en base a los costes incurridos.**

1. El término  $RI_n^i$  definido en el artículo 5 se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RI_n^i = RI_{n,B}^i + RI_{n,15 \rightarrow 23}^i + RI_{n,24 \rightarrow n-2}^i$$

Donde

- $RI_{n,B}^i$  es la retribución a la inversión a considerar en el cálculo retributivo de la empresa  $i$  en el año  $n$  por las instalaciones con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2015.
- $RI_{n,15 \rightarrow 23}^i$  es la retribución a la inversión a considerar en el cálculo retributivo de la empresa  $i$  en el año  $n$ , por las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero del 2015 y el 31 de diciembre de 2023, ambos incluidos.
- $RI_{n,24 \rightarrow n-2}^i$  es la retribución a la inversión a considerar en el cálculo retributivo de la empresa  $i$  en el año  $n$  por las instalaciones con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2023 y anterior al 1 de enero del año  $n-1$ .

2. El término  $RI_{n,B}^i$  se calculará sobre la base de la siguiente expresión:

$$RI_{n,B}^i = A_{n,B}^i + RF_{n,B}^i$$

Donde:

- $A_{n,B}^i$  es el término de retribución base por amortización de la empresa distribuidora  $i$  que ésta deberá percibir por ese concepto en el año  $n$ . Se evaluará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$A_{n,B}^i = \frac{IBR_{inst \text{ ant } 2015}^i}{VU_{ins \text{ ant } 2015}^i}$$

Siendo:

- $IBR_{inst \text{ ant } 2015}^i$  es el inmovilizado base bruto de la empresa distribuidora  $i$  con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico fijado en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, o sus modificaciones posteriores. Dicho valor podrá ser no obstante modificado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia si en la información aportada anualmente por la empresa distribuidora  $i$  se observase el cierre de instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2015 por un valor superior al doble del término  $A_{n,B}^i$ .
- $VU_{ins \text{ ant } 2015}^i$  es la vida útil regulatoria de las instalaciones de la empresa distribuidora  $i$  fijada en la orden IET/980/2016, de 10 de junio o sus modificaciones posteriores.
- $RF_{n,B}^i$  es el término de retribución financiera del activo neto de la empresa distribuidora  $i$  que ésta deberá percibir por ese concepto en el año  $n$  correspondiente a las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre de 2014. Este término se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:



$$RF_{n,B}^i = IN_{n,inst\ ant\ 2015}^i \cdot TRF_p$$

Donde:

- $IN_{n,inst\ ant\ 2015}^i$  es el inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora  $i$  en el año  $n$ . El mismo se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$IN_{n,inst\ ant\ 2015}^i = IBR_{inst\ ant\ 2015}^i \cdot \frac{VR_{n,inst\ ant\ 2015}^i}{VU_{ins\ ant\ 2015}^i}$$

- $VR_{n,inst\ ant\ 2015}^i$  es la vida residual en el año  $n$  para la empresa distribuidora  $i$  de las instalaciones con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2015 fijado en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, o sus modificaciones posteriores. Al valor de vida residual establecido para el cálculo de la retribución correspondiente al ejercicio 2016 deberán descontarse los años transcurridos desde 2016 hasta el año  $n$ .
- $TRF_p$  es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo regulatorio  $p$ . Será fijada antes del inicio de cada periodo regulatorio según prevé la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

Si en la información aportada anualmente por la empresa distribuidora  $i$  se observase el cierre de instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2015 por un valor superior al doble del término  $A_{n,B}^i$ , se efectuará un nuevo cálculo para la determinación del término  $IBR_{inst\ ant\ 2015}^i$ . Este nuevo cálculo se efectuará teniendo en cuenta la proporción del inmovilizado de la base dado de baja desde 2015 hasta el año  $n-2$ , respecto al total del término  $IBR_{inst\ ant\ 2015}^i$ .

3. El término  $RI_{n,15 \rightarrow 23}^i$  se calculará sobre la base de la siguiente expresión:

$$RI_{n,15 \rightarrow 23}^i = A_{n,15 \rightarrow 23}^i + RF_{n,15 \rightarrow 23}^i$$

Donde:

- $A_{n,15 \rightarrow 23}^i$  es la retribución por amortización en el año  $n$  de la inversión efectuada por la empresa  $i$  entre los ejercicios 2015 a 2023. Se obtendrá a partir de los valores brutos de inversión retribuable asignados en las órdenes y resoluciones de

retribuciones de los ejercicios correspondientes, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$A_{n,15 \rightarrow 23}^i = \sum_{\forall j \text{ de } i} \frac{VI_{15 \rightarrow 23}^j}{VU^j}$$

Siendo:

- $VI_{15 \rightarrow 23}^j$ : Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j puesta en servicio entre los años 2015 y 2023, calculado el primer año en que dicha instalación ha percibido retribución, de acuerdo con los valores considerados en el cálculo de las retribuciones a la inversión ( $RI_{2015 \rightarrow 2023}^i$ ) aprobadas en las órdenes y resoluciones de los ejercicios correspondientes. Dicho valor podrá verse modificado sobre la base de las inspecciones realizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o por resoluciones judiciales o de recursos administrativos.
- $VU^j$ : Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años, de acuerdo con los valores considerados en el cálculo de las retribuciones a la inversión ( $RI_{2015 \rightarrow 2023}^i$ ) aprobadas en las órdenes y resoluciones de los ejercicios correspondientes.
- $RF_{n,15 \rightarrow 23}^i$  es la retribución financiera del conjunto de instalaciones de la empresa i puestas en servicio entre 2015 y 2023, es decir:

$$RF_{n,15 \rightarrow 23}^i = \sum_{\forall j \text{ de } i} RF_{n,15 \rightarrow 23}^j$$

Donde:

- $RF_{n,15 \rightarrow 23}^j$  es la retribución financiera de la inversión en el año n de la instalación j puesta en servicio entre los años 2015 y 2023. Este término se calculará cada año n aplicando al valor neto de la inversión la tasa de retribución en vigor conforme a la siguiente formulación:

$$RF_{n,15 \rightarrow 23}^j = VN_{15 \rightarrow 23}^j * TRF_p$$

- $TRF_p$  es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo regulatorio p.
- $VN_{15 \rightarrow 23}^j$  es el valor neto de la inversión en el año n con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j puesta en servicio entre 2015 y 2023. Este término se calculará como:

$$VN_{15 \rightarrow 23}^j = VI_{15 \rightarrow 23}^j - (t - 2) * \frac{VI_{15 \rightarrow 23}^j}{VU^j}$$

Donde t es el número de años transcurridos desde la puesta en servicio de la instalación j.

4. El término  $RI_{n,24 \rightarrow n-2}^i$ , correspondiente a la retribución a la inversión de la empresa i en el año n por las instalaciones con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2023 y anterior al 1 de enero del año n-1, se calculará conforme a la siguiente expresión:

$$RI_{n,24 \rightarrow n-2}^i = A_{n,24 \rightarrow n-2}^i + RF_{n,24 \rightarrow n-2}^i$$

Donde:

- $A_{n,24 \rightarrow n-2}^i$  es la retribución por amortización en el año n de la inversión efectuada por la empresa i entre los ejercicios 2024 al n-2, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$A_{n,24 \rightarrow n-2}^i = \sum_{\forall j \text{ de } i} \frac{VI_{24 \rightarrow n-2}^j}{VU^j}$$

Siendo:

- $VI_{24 \rightarrow n-2}^j$  es el valor de inversión real auditado de la instalación j puesta en servicio entre los años 2024 y n-2, declarado conforme al artículo 8. Se calculará el primer año que la instalación percibe retribución según la siguiente expresión:

$$VI_{24 \rightarrow n-2}^j = (VIB_{24 \rightarrow n-2}^j \cdot \delta_j - AY^j) \cdot FRRI_n^j$$

Donde:

- $VIB_{24 \rightarrow n-2}^j$  el valor real bruto de inversión de la instalación j.
- $\delta_j$  es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros.
- $AY^j$  es el 90 por ciento del importe percibido del valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar respecto a las empresas distribuidoras podrá ser superior a 10 millones de euros.
- $FRRI_n^j$  es el factor de retardo retributivo de la inversión de la instalación j puesta en servicio en el año n-2 derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por inversión. Este valor se calculará como:

$$FRRI_n^j = (1 + TRF_{APS})^{1,5}$$

Donde  $TRF_{APS}$  es la tasa de retribución financiera vigente en el año de la puesta en servicio de la instalación.

- $VU_j$  es la vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años. Su valor se establecerá según la tipología de inversión, de acuerdo con el ANEXO 1.
- $RF_{n,24 \rightarrow n-2}^i$  es la retribución financiera del conjunto de instalaciones de la empresa i puestas en servicio entre los años 2024 y n-2. Este término se calculará cada año aplicando al valor neto de la inversión la tasa de retribución en vigor conforme a la siguiente formulación:

$$RF_{n,24 \rightarrow n-2}^i = VN_{n,24 \rightarrow n-2}^j \cdot TRF_p$$

Siendo:

- $TRF_p$  la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo regulatorio p.
- $VN_{n,24 \rightarrow n-2}^j$  es el valor neto de la inversión en el año n de la instalación j puesta en servicio entre 2024 y el año n-2. Este término se calculará como:

$$VN_{n,24 \rightarrow n-2}^j = VI_{24 \rightarrow n-2}^j - (t - 2) \cdot \frac{VI_{24 \rightarrow n-2}^j}{VU_j}$$

Donde t es el número de años transcurridos desde la puesta en servicio de la instalación.

El valor  $VI_{24 \rightarrow n-2}^j$  calculado en el primer ejercicio en el que la instalación j percibe retribución, se mantendrá constante a lo largo de su vida útil regulatoria, salvo que las inspecciones realizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia comprobaran que no es correcto.

5. Para el cálculo de los valores de inversión reales auditados, se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución y aquellos tributos a los que se hace referencia en el artículo 16.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.
6. Aquellas instalaciones que deban ser construidas o financiadas por consumidores o productores de energía eléctrica y hayan sido o hubieran debido ser cedidas o financiadas, de acuerdo con la normativa estatal a la red de distribución, sólo percibirán retribución en concepto de operación y mantenimiento, considerándose nulo su valor de inversión a efectos retributivos.

7. Las instalaciones con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014, que se den de baja en el año n-2, no volverán a percibir retribución por inversión a partir del ejercicio n.
8. Las inversiones realizadas en instalaciones de distribución con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2025 se declararán según las tipologías establecidas en el artículo 8. Las inversiones que hubieran sido efectuadas en ejercicios anteriores mantendrán la tipología con la que se declararon el año de su puesta en servicio, si bien la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer criterios adicionales para su declaración en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o Circular que la sustituya.
9. Los ingresos percibidos por las empresas distribuidoras en concepto de derechos de extensión en el año n-2 se descontarán a la retribución por inversión de las instalaciones puestas en servicio en dicho año considerando que su amortización se realiza a 40 años.

**Artículo 8. Tipologías de inversión en instalaciones de distribución cuya puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2025.**

1. Las inversiones realizadas en instalaciones de distribución con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2025 se declararán de acuerdo con la siguiente clasificación:

**a) Inversiones en unidades físicas.** Este tipo de actuaciones deberán clasificarse dentro de una de las categorías fijadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para cada familia de instalaciones, conforme se definen en el ANEXO 1, y en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o Circular que la sustituya. Se clasificarán en las siguientes actuaciones:

- **Tipo 0.** Instalaciones nuevas a coste completo o renovación de instalaciones existentes. En este sentido, se diferenciará entre:
  - Inversiones de nueva construcción: aquellas que suponen la realización o incorporación de nuevas instalaciones. Esta categoría incluye las inversiones de ampliación.
  - Sustitución o renovación: Aquellas que suponen una reposición del equipo o equipos principales. Simultáneamente, se procederá a dar de baja los elementos sustituidos, debiendo incluirse en la declaración de las nuevas inversiones efectuadas el identificador de la instalación dada de baja que corresponda.

Los criterios según los cuales determinadas actuaciones no podrán declararse como inversiones de mejora y renovación, sino que deberán ser consideradas como gastos de

mantenimiento, conservación y reparaciones y, por tanto, imputadas a la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio en que se produzcan, serán los establecidos en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o Circular que la sustituya.

- **Tipo 1.** Instalaciones a coste no completo, según se definen en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o Circular que la sustituya.

**b) Tipo 2: Inversiones en despachos, digitalización y sistemas informáticos.** Este tipo de actuaciones deberán clasificarse conforme se definen en el ANEXO 1. No obstante, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer, en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o normativa que la sustituya, nuevos códigos CINI adicionales, que complementen a los anteriores, así como los criterios que deberán seguirse para la declaración de este tipo de actuaciones.

2. Adicionalmente a las tipologías contempladas en el punto anterior, se consideran inversiones excepcionales en la red de distribución ( $IE_{n,26 \rightarrow n-2}^i$ ), según se definen en el Artículo 5, aquellas actuaciones cuya retribución corresponda al sistema, ejecutadas por una empresa distribuidora, cuyo coste suponga por sí mismo una cuantía superior al 50 por ciento del límite máximo individual de inversión fijado para dicha empresa en ese año.
3. A los efectos de considerar como excepcionales las inversiones definidas en el punto anterior, se entenderá como una actuación cada una de las inversiones individuales a las que se le pueda asociar alguna de las tipologías de instalación definidas en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre.
4. No obstante lo anterior, determinadas inversiones podrán ser tratadas como una sola actuación cuando su operación esté condicionada porque dichas inversiones se autoricen de manera conjunta y deban entrar en servicio en el mismo momento. En este sentido, podrán ser consideradas como una sola actuación, entre otras, las inversiones que integran una subestación eléctrica y que son necesarias para garantizar su funcionalidad o determinadas renovaciones de activos que deben de ser llevadas a cabo de manera simultánea.
5. En cualquier caso, para que una inversión sea considerada como excepcional, deberá haber sido previamente aprobada como tal en el plan de inversiones correspondiente al ejercicio.
6. Únicamente se considerarán en el cálculo de la retribución a la inversión aquellos desembolsos que supongan la adquisición de un bien duradero para la empresa y que, por tanto, pasen a formar parte de su activo. No obstante, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer, en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o Circular que la sustituya, criterios adicionales para su consideración a efectos retributivos, al objeto de diferenciarlos de otros gastos del ejercicio.



7. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer mediante resolución, previo trámite de audiencia, tipologías de inversión adicionales, otorgándoles, en su caso, un tratamiento específico en su reconocimiento retributivo. Dentro de dichas inversiones adicionales podrán incluirse, entre otras, las relacionadas con medidas de adaptación al cambio climático, tales como el refuerzo estructural frente a fenómenos extremos, o rediseño de trazados para evitar zonas de riesgo climático, así como otras inversiones cuyas características particulares requieran un tratamiento diferenciado, o bien respondan a situaciones sobrevenidas.

### **Artículo 9. Retribución de terrenos en los que se ubican instalaciones con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014.**

1. La retribución a la inversión a percibir en el año  $n$  por los terrenos, propiedad de la empresa distribuidora, asociados a nuevas instalaciones eléctricas llevadas a cabo por la empresa distribuidora  $i$  con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014 y anterior al 1 de enero del año  $n-1$ , se calculará según la siguiente expresión:

$$TER_{n,15 \rightarrow n-2}^i = (VIT_{15 \rightarrow 23}^i + VIT_{24 \rightarrow n-2}^i) \cdot TRF_p$$

Donde:

- $TRF_p$ ; es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo regulatorio  $p$ .
- $VIT_{15 \rightarrow 23}^i$  es el valor de la inversión de los terrenos asociados a instalaciones puestas en servicio entre el año 2015 y el año 2023, ambos inclusive. Su valor es el fijado en las distintas órdenes y resoluciones por las que se establecen las retribuciones de las empresas de distribución de energía eléctrica desde el año 2017 al año 2025.
- $VIT_{24 \rightarrow n-2}^i$  es el valor de los terrenos asociados a instalaciones puestas en servicio a partir de 2024 y se calculará según la siguiente expresión:

$$VIT_{24 \rightarrow n-2}^i = \sum_{\substack{\forall \text{ terreno } j \\ \text{empresa } i}} (VITB_{24 \rightarrow n-2}^j \cdot \delta_j - AY^j) \cdot FRRI_n$$

Donde:

- $VITB_{24 \rightarrow n-2}^j$  es el valor auditado bruto de inversión correspondiente al terreno  $j$  en el que se sitúan las instalaciones puestas en servicio entre los años 2024 y  $n-2$ .

- $\delta_j$  es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión declarado asociado al terreno  $j$  que ha sido financiado y cedido por terceros.
- $AY^j$  es el 90 por ciento del importe percibido del valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación  $j$ . En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar respecto a las empresas distribuidoras podrá ser superior a 10 millones de euros.
- $FRRI_n$  es el factor de retardo retributivo de la inversión del conjunto de terrenos. Este valor se calculará como:  

$$FRRI_n = (1 + TRF_{APS})^{1,5}$$
- $TRF_{APS}$  es la tasa de retribución financiera vigente el año de la puesta en servicio de la instalación que se ubica en el citado terreno.

2. Los valores de  $VIT_{15 \rightarrow 23}^i$  y  $VIT_{24 \rightarrow n-2}^i$  se mantendrán fijos una vez establecido su valor en el primer ejercicio en que perciban retribución, salvo que en las inspecciones realizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se comprobara que no es correcto, o si fuera requerida su modificación como consecuencia de resoluciones judiciales o de recursos administrativos.
3. A efectos de esta circular, sólo podrán incluirse en la retribución aquellos terrenos afectos a la actividad de distribución eléctrica. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer, en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o Circular que la sustituya, criterios adicionales que deberán seguirse para su declaración a efectos retributivos.
4. Cualquier contraprestación económica que las empresas distribuidoras perciban por el uso de los terrenos objeto de este artículo, o por la enajenación de los mismos, deberá ser descontada de la retribución por inversión reconocida por el sistema para los mismos.

## **Artículo 10. Retribución de referencia anual a la inversión de la actividad de distribución**

1. El término  $Ref_{RI_n}^i$  correspondiente a la referencia de retribución a la inversión a considerar a la empresa  $i$  en el año  $n$  por las instalaciones con puesta en servicio anterior a 1 de enero de  $n-1$ , según se define en el artículo 5, se calculará conforme a la siguiente expresión:

$$Ref_{RI_n}^i = RI_{n,B}^i + RI_{n,15 \rightarrow 25}^i + RIA_{n,26 \rightarrow n-2}^i$$

Donde:

- Los términos  $RI_{n,B}^i$  y  $RI_{n,15 \rightarrow 25}^i$  se calcularán en base a costes incurridos, según se establece en el artículo 7.
- $RIA_{n,26 \rightarrow n-2}^i$  se corresponde con la retribución a la inversión en base a las nuevas inversiones admisibles para los ejercicios 2026 al n-2, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RIA_{n,26 \rightarrow n-2}^i = AA_{n,26 \rightarrow n-2}^i + RFA_{n,26 \rightarrow n-2}^i$$

Siendo:

- $AA_{n,26 \rightarrow n-2}^i$  es la retribución por amortización en el año n correspondiente a las nuevas inversiones admisibles de la empresa i realizadas hasta el ejercicio n-2. Se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$AA_{n,26 \rightarrow n-2}^i = \frac{NIA_{n,26 \rightarrow n-2}^i}{VU}$$

Siendo VU la vida útil media de las nuevas inversiones admisibles. Dicho valor se establecerá por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

- $RFA_{n,26 \rightarrow n-2}^i$  es la retribución financiera correspondiente a las inversiones admisibles de la empresa i. Este término se calculará cada año aplicando al valor neto de la inversión admisible la tasa de retribución en vigor conforme a la siguiente formulación:

$$RFA_{n,26 \rightarrow n-2}^i = NIAN_{n,26 \rightarrow n-2}^i \cdot TRF_p$$

Siendo:

- $NIAN_{n,26 \rightarrow n-2}^i$  el valor neto de las nuevas inversiones admisibles de la empresa i correspondiente al año n, asociado a las instalaciones puestas en servicio hasta el año n-2. Este término se calculará como:

$$NIAN_{n,26 \rightarrow n-2}^i = NIA_{n,26 \rightarrow n-2}^i - (t - 2) \cdot \frac{NIA_{n,26 \rightarrow n-2}^i}{VU}$$

Donde t es el número de años transcurridos desde la realización de las inversiones.

2. Las nuevas inversiones admisibles ( $NIA_{n,n-2}^i$ ) asociadas al incremento de potencia de la empresa distribuidora i en sus redes de distribución, se calcularán conforme a la siguiente expresión:

$$NIA_{n,n-2}^i = K_p^i * \Delta P_n^i + IS_n^i$$

Donde:

- $K_p^i$  es el parámetro de sostenibilidad económica de la empresa  $i$  a aplicar a cada año del periodo  $p$ . Su cálculo se efectuará según se establece en el presente artículo.
- $\Delta P_n^i$  es el incremento de potencia adscrita a los derechos de extensión, a considerar en la retribución del año  $n$ , que cuente con contrato de acceso a la red, declarada por las empresas distribuidoras a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en virtud de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o circular que la sustituya, de acuerdo con la última información disponible.

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 por las distribuidoras. En caso de que su valor sea negativo, el término  $NIA_{n,n-2}^i$  se corresponderá con la  $IS_n^i$ .

- $IS_n^i$ , “inversión sostenible” es aquella realizada por la empresa  $i$  en el año  $n-2$ , que resulte necesaria para el desarrollo de su actividad, sin que requiera un incremento de la potencia a efectos de su reconocimiento retributivo. La senda  $IS_n^i$  será fijada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

3. El parámetro  $K_p^i$  se calculará en base a la siguiente fórmula:

$$K_p^i = K_p^{sector} * \gamma^i$$

El parámetro  $K_p^{sector}$  se obtendrá como resultado del siguiente cociente:

$$K_p^{sector} = \sum_{\forall n \in p} \frac{ISP_n^{sector}}{\Delta P_{n-1 \rightarrow n}^{sector}}$$

El parámetro  $ISP_n^{sector}$  se corresponde con las inversiones sujetas a incrementos de potencia del conjunto del sector correspondientes al año  $n-2$ . Se obtendrá para cada uno de los años  $n$  del periodo regulatorio  $p$  a los que les sea de aplicación la retribución de referencia definida en el presente apartado como:

$$ISP_n^{sector} = IP_n^{sector} - IS_n^{sector}$$

Donde:

- $IP_n^{sector}$  se corresponde con las nuevas inversiones previstas para el conjunto del sector en el ejercicio  $n-2$ .
- $IS_n^{sector}$  se corresponde con la inversión sostenible obtenida para el conjunto del sector correspondiente al año  $n-2$ .

- $\Delta P_{n-1 \rightarrow n}^{sector}$  se corresponde con los incrementos de potencia estimados en el conjunto de las redes de distribución para cada uno de los años de referencia.
  - El parámetro  $\gamma^i$  define la representatividad de cada empresa o grupo de empresas distribuidoras respecto al total del sector. Se establecerá por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
4. El valor del parámetro  $K_p^{sector}$ , así como las variables empleadas para su cálculo será fijada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
  5. En caso de que las inversiones reales ejecutadas por la distribuidora en el año n-2 sean inferiores o iguales a dicha senda  $IS_n^i$ , el valor de  $NIA_{n,n-2}^i$  se corresponderá con el valor de inversión real auditado de las instalaciones puestas en servicio en el año n-2.

#### **Artículo 11. Retribución a la operación y mantenimiento de la actividad de distribución en base a los costes incurridos.**

1. El término  $ROM_{REAL_n}^i$  se calculará sobre la base de la información regulatoria de costes declarada por la empresa distribuidora en virtud de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$ROM_{REAL_n}^i = OPEX_n^i + RI\_IBOA_{n,15 \rightarrow 25}^i + RI\_IBO_{n,26 \rightarrow n-2}^i$$

Donde:

- $OPEX_n^i$ : costes incurridos por la empresa distribuidora i durante el año n-2, por la operación y mantenimiento de todas las instalaciones y elementos necesarios para desarrollar la actividad de distribución, y por otras tareas reguladas necesarias en el ejercicio de la actividad de distribución. Para su cálculo se considerarán los centros de coste (CECOS) definidos en el ANEXO 2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá modificar el listado de CECOS del Anexo 2 si se identificaran nuevos costes ligados directamente con la actividad de distribución.
- $RI\_IBOA_{n,15 \rightarrow 25}^i$ : Retribución por inversión de la empresa distribuidora i de otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas declarados en ejercicios anteriores, puestos en servicio desde el año 2015 hasta el año

2025 y que continúen en servicio en el año  $n-2$ . Para su clasificación se aplicará lo establecido en la disposición adicional segunda y sexta de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, considerando los valores declarados por las empresas distribuidoras para el cálculo retributivo de los ejercicios 2017 al 2027, ambos inclusive, de acuerdo con la siguiente formulación:

$$RI\_IBOA_{n,15 \rightarrow 25}^i = A\_IBOA_{n,15 \rightarrow 25}^i + RF\_IBOA_{n,15 \rightarrow 25}^i$$

- $RI\_IBO_{n,26 \rightarrow n-2}^i$ : Retribución por inversión de la empresa distribuidora  $i$  de otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas, que no estén definidos en el artículo 8 de esta Circular, puestos en servicio desde el año 2026 hasta el año  $n-2$  y que continúen en servicio en el año  $n-2$ . Se considerarán las inversiones declaradas con los códigos de instalación (CINIS) y las vidas útiles definidas en el ANEXO 1. Su cálculo se llevará a cabo de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RI\_IBO_{n,26 \rightarrow n-2}^i = A\_IBO_{n,26 \rightarrow n-2}^i + RF\_IBO_{n,26 \rightarrow n-2}^i$$

- Tanto  $RI\_IBOA_{n,15 \rightarrow 25}^i$  como  $RI\_IBO_{n,26 \rightarrow n-2}^i$  se calcularán de acuerdo con la metodología descrita en los apartados 3 y 4, respectivamente, del artículo 7.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer, en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o Circular que la sustituya, criterios adicionales que deberán seguirse para la declaración de los conceptos incluidos en este artículo a efectos retributivos. En cualquier caso, no podrán computarse en este concepto de retribución los costes ocasionados por sentencias judiciales, sanciones o requisitos no exigidos por la normativa estatal.

## **Artículo 12. Retribución de referencia anual a la operación y mantenimiento de la actividad de distribución**

1. El término  $Ref_{ROM}_n^i$  es la retribución de referencia en el año  $n$  a una empresa distribuidora que contempla los costes asociados tanto a la operación y mantenimiento de sus infraestructuras eléctricas, como otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad, entre los que se encuentran el conjunto de servicios que proporciona dicha empresa por ejercer la actividad de distribución. Dicho término engloba la retribución de los siguientes conceptos:

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

Donde:



- $Ref_{ROM_{n-1}}^i$  es la referencia de los costes asociados tanto a la operación y mantenimiento de sus infraestructuras eléctricas, como otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad establecida en la retribución del ejercicio anterior.
- $\theta = \frac{ROM + ROM_{NLAE}}{RAB_{bruto}}$  es un parámetro sectorial fijado antes del inicio del periodo regulatorio por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que representa el porcentaje de todos los costes de operación y mantenimiento frente al inmovilizado bruto sectorial. Para su cálculo se considerará el promedio de los tres últimos años del periodo regulatorio previo para los que se haya aprobado retribución, donde:
  - *ROM* son los costes incurridos por operación y mantenimiento en todas las instalaciones del conjunto de empresas distribuidoras, calculados de acuerdo con la información aportada por estas en los ejercicios de referencia.
  - *ROM<sub>NLAE</sub>* son los costes incurridos asociados a la labor de mantenimiento que no está directamente ligado a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas, calculados de acuerdo con la información aportada por las empresas distribuidoras en los ejercicios de referencia.
  - *RAB<sub>bruto</sub>* es el inmovilizado bruto retributivo del conjunto de las empresas distribuidoras en cada uno de los ejercicios de referencia.
- $\Delta RAB_{n-1 \rightarrow n}^i$  representa la variación del inmovilizado bruto retributivo de la empresa distribuidora *i* entre las retribuciones del año *n* y *n-1*, considerando las inversiones admisibles (*NIA<sub>n</sub><sup>i</sup>*) definidas en el artículo 10. Para el cálculo de dicho inmovilizado se descontarán las bajas de instalaciones que dejen de estar en servicio en el año *n-2*.
- $\alpha = \frac{ROTD}{n^{\circ} \text{ clientes}}$  es un parámetro sectorial fijado antes del inicio del periodo regulatorio por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para cada grupo de empresas, 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 calculará en base a los datos aportados por las empresas distribuidoras referentes a la última retribución aprobada en el periodo regulatorio previo.
- $\Delta Clientes_{n-1 \rightarrow n}^i$  es la variación del número de puntos de suministro activos de la empresa distribuidora *i* entre las retribuciones del año *n-1* y del año *n*. Podrá tomar valores positivos o negativos.

- *FA*: factor de ajuste entre la retribución percibida por operación y mantenimiento y los costes declarados en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, que representa la capacidad de las empresas de gestionar los costes reales derivados de los conceptos señalados. Su valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

### **Artículo 13. Retribución por extensión de vida útil de las instalaciones de la red de distribución.**

1. Una vez finalizada la vida útil regulatoria de la instalación de distribución, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión será nula.
2. La retribución devengada para el año  $n$  por la empresa  $i$  por la extensión de vida útil de las instalaciones que habiendo superado su vida útil regulatoria sigan en servicio, siempre y cuando se acredite su disponibilidad efectiva, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$REVU_n^i = \sum_{\forall j \in i} (\mu_{n-2}^j \times ROM_{VU,n-2}^j)$$

Donde:

$ROM_{VU,n-2}^j$  es la retribución por costes de operación y mantenimiento a valores unitarios de referencia de la instalación “ $j$ ” de la empresa “ $i$ ” que ha superado su vida útil regulatoria, en base al inventario a 31 de diciembre del año  $n-2$ .

$\mu_{n-2}^j$  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 “ $j$ ” de la empresa distribuidora  $i$ . De acuerdo con las siguientes etapas:

- Durante los cinco primeros años,  $\mu_a^j = 0,30$ .
- Entre el 6º y 10º año, ambos inclusive, el resultante de aplicar la expresión,  $\mu_a^j = 0,30 + 0,01 \cdot (X - 5)$ .
- Entre el 11º y 15º año, ambos inclusive, el resultante de aplicar la expresión,  $\mu_a^j = 0,35 + 0,02 \cdot (X - 10)$ .
- A partir del 16º año, el resultante de aplicar la expresión,  $\mu_a^j = 0,45 + 0,03 \cdot (X - 15)$ , no pudiendo tomar un valor superior a 1.

3. Se considerará que las instalaciones incluidas dentro de la retribución base de la empresa distribuidora *i* han superado su vida útil regulatoria cuando haya transcurrido desde el año 2016 un número de años superior a su vida residual promedio base  $VR_{base}^i$  establecida en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio.

Desde ese momento, les será de aplicación el término  $REVU_n^i$  a las instalaciones que continúen en servicio en el año *n*-2, debiendo declararse como baja en el inventario declarado en el año *n*-2 las instalaciones que no se encuentren en servicio a 31 de diciembre de dicho año. A estos efectos, el cómputo de los años comenzará a realizarse a partir del año en que la vida residual para el conjunto de instalaciones sea nula.

#### **Artículo 14. Retribución por otros costes directamente relacionados con la actividad de distribución**

1. El término  $OC_n^i$  es la retribución por otros costes directamente relacionados con la actividad de distribución que no se encuentran contemplados en los artículos anteriores y que no son gestionables por parte del distribuidor. Se calculará según la siguiente expresión:

$$OC_n^i = (BS_n^i + RTA_n^i + TG_n^i) \cdot FRROC_n$$

Donde:

- $BS_n^i$  es la retribución en concepto de financiación del bono social percibida por la empresa *i* el año *n* derivada de los importes satisfechos por dicha empresa en el año *n*-2.
- $RTA_n^i$  es la retribución en concepto de tasas de ocupación de la vía pública percibida por la empresa *i* el año *n* derivada de tasas satisfechas por dicha empresa en el año *n*-2.
- $TG_n^i$  son los costes de afiliación en la entidad de los gestores de red de distribución, a la que se refiere el artículo 53.7 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.
- $FRROC_n$  es el factor de retardo retributivo de otros costes en el ejercicio *n* derivado del coste financiero motivado por el retraso entre el pago efectivo de la tasa y el reconocimiento de la retribución.

$$FRROC_n = (1 + TRF_p)$$

Donde  $TRF_p$  es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo *p*.

2. La Comisión Nacional de la Competencia podrá aprobar, mediante resolución, el reconocimiento de otros costes derivados de otras actividades que deban realizar las empresas distribuidoras, dentro de este concepto.

### **Artículo 15. Reconocimiento de inversiones en proyectos piloto.**

1. Previa aprobación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se podrán incluir, con cargo a los costes de distribución, inversiones efectuadas por las empresas distribuidoras en proyectos piloto. Dicha retribución, que será fijada mediante la correspondiente resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, deberá garantizar que la ejecución de las citadas inversiones supone un beneficio cuantificable para el sistema en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad y transparencia, para lo que la solicitud de reconocimiento de este tipo de inversiones deberá acompañarse de un análisis coste-beneficio y una memoria técnica. En dicha resolución se deberá determinar tanto la inversión reconocida, como la vida regulatoria prevista para dicho activo, así como, en su caso, si los hubiere, los costes de operación y mantenimiento previstos.
2. Podrán reconocerse las inversiones en proyectos piloto dirigidos a adaptar las redes de distribución a los efectos del cambio climático, siempre que su necesidad se encuentre justificada en los términos indicados en el punto anterior.
3. La aprobación de las citadas inversiones estará supeditada al mantenimiento de la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y no incluirá la retribución por conceptos ya contemplados en la metodología establecida en la presente circular.

### **Artículo 16. Herramientas regulatorias para el cálculo de la retribución.**

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá emplear las herramientas regulatorias que considere oportunas en el cálculo de los términos y coeficientes de la retribución de la actividad de distribución.
2. A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer unos costes unitarios de referencia actualizados, mediante resolución y previo trámite de audiencia. Dichos costes unitarios podrán utilizarse, entre otros aspectos, como referencia en eficiencia y criterios de mínimo coste a los efectos de evaluar las diferentes alternativas de desarrollo de infraestructuras en lo que se refiere a la aplicabilidad del artículo 21.1.b) párrafo tercero del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y para la determinación de las diferentes alternativas viables del punto de conexión en los procesos de acceso y conexión, entre distribuidores, conforme a lo establecido en el Anexo III.5 de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y

distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica, en relación con la evaluación de la capacidad de acceso de un distribuidor aguas abajo a la red de distribución de electricidad de un distribuidor aguas arriba.

### **CAPÍTULO III. PRESENTACIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LOS PLANES DE INVERSIÓN**

#### **Artículo 17. Supervisión del cumplimiento de los planes de la inversión**

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará el cumplimiento de los planes de inversión de los gestores de red de distribución, aprobados de conformidad con lo previsto en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, a los efectos del ejercicio de sus competencias en materia retributiva, o norma que la sustituya.

#### **Artículo 18. Evaluación de la ejecución de los planes de inversión**

1. El último año de cada semiperíodo regulatorio las empresas distribuidoras presentarán ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes del 1 de junio, un informe en el que se acredite el grado de cumplimiento de los planes de inversión ejecutados en los años  $n-4$  a  $n-2$ .

En dicho informe se deberán motivar de forma detallada las causas que hubieran provocado que aquellas instalaciones incluidas en los planes de inversión presentados en los años anteriores, no se hayan puesto en servicio o en las que se esté incurriendo en retrasos significativos respecto a los plazos previstos.

2. La evaluación del volumen previsto de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema ( $VPI_{n-4 \rightarrow n-2}^i$ ) se llevará a cabo conforme a la normativa vigente relativa a los planes de inversión de las redes de distribución.
3. El valor del volumen de inversión previsto definido en el punto anterior se comparará con el valor de inversión retribuable obtenido en el cálculo retributivo de los ejercicios comprendidos entre el año  $n-2$  y  $n$ , ambos inclusive, correspondientes a las inversiones ejecutadas entre los ejercicios  $n-4$  y  $n-2$ , distinguiéndose los siguientes supuestos:

- Si  $0,8 * VPI_{n-4 \rightarrow n-2}^i < (VI_{n-4 \rightarrow n-2}^j + VIT_{n-4 \rightarrow n-2}^j + VIBO_{n-4 \rightarrow n-2}^j) < 1,10 * VPI_{n-4 \rightarrow n-2}^i$ , no se realizarán modificaciones en la retribución del año  $n$ .
- Si  $(VI_{n-4 \rightarrow n-2}^j + VIT_{n-4 \rightarrow n-2}^j + VIBO_{n-4 \rightarrow n-2}^j) \geq 1,10 * VPI_{n-4 \rightarrow n-2}^i$ , la retribución del año  $n$  ( $RI_n^i$ ) se verá minorada en un porcentaje LPS de la diferencia entre la inversión realizada y el 110% de la

inversión planificada. Dicho valor LPS se establecerá por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

- Si  $(VI_{n-4 \rightarrow n-2}^j + VIT_{n-4 \rightarrow n-2}^j + VI_{IBO_{n-4 \rightarrow n-2}}^j) \leq 0,8 * VPI_{n-4 \rightarrow n-2}^i$ , la retribución del año  $n$  ( $RI_n^i$ ) se verá minorada en un porcentaje LPI de la diferencia entre el 80% de la inversión planificada y la inversión realizada. Dicho valor LPI se establecerá por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

Donde:

- $VI_{n-4 \rightarrow n-2}^j$  es el valor de inversión retribuable correspondiente a los ejercicios  $n-4$  a  $n-2$  según se define en el artículo 7.
- $VIT_{n-4 \rightarrow n-2}^j$  es el valor de inversión retribuable correspondiente a terrenos de los ejercicios  $n-4$  a  $n-2$  según se define en el artículo 9.
- $VI_{IBO_{n-4 \rightarrow n-2}}^j$  es el valor de inversión retribuable correspondiente a IBO de los ejercicios  $n-4$  a  $n-2$  según se define en el artículo 11.

## **Artículo 19. Contenido y formato detallado para la presentación y el seguimiento de los planes de inversión.**

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá mediante resolución, previo trámite de audiencia, el contenido y formato en el que se deberá presentar la información correspondiente a los planes de inversión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, de tal forma que se pueda analizar la consecución de los objetivos previstos en el artículo 32 de la Directiva (UE) 2019/944, 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, en cuanto a los servicios de flexibilidad que se incorporen, las infraestructuras de distribución que sean necesarias para conectar nuevas instalaciones de generación y de demanda, la transparencia necesaria, los escenarios contemplados y la coordinación con el operador del sistema.
2. Asimismo, en la resolución a la que se refiere el apartado anterior se 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, al objeto de llevar a cabo el ajuste indicado en el artículo 18.



## **CAPÍTULO IV. INFORMACIÓN A APORTAR POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA EL CÁLCULO RETRIBUTIVO**

### **Artículo 20. Obligaciones de información y auditoría.**

1. Las empresas distribuidoras deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información necesaria para el cálculo de la retribución asociada a todas las instalaciones puestas en servicio el año n-2, así como aquellas que sean objeto de transmisión de titularidad, causen baja, dejen de estar disponibles o sufran modificaciones que afecten al cálculo de los parámetros retributivos establecidos en la presente circular.
2. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica estarán obligadas a aportar la información, conforme a los formatos e instrucciones establecidos en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, con la finalidad de establecer los parámetros que se definen en la presente circular y permitir la adecuada supervisión y control de su actividad.
3. Sin perjuicio de la posible sanción por falta de remisión o por remisión incorrecta de la información, a que pudiera dar origen, si la documentación presentada por las empresas distribuidoras para el cálculo de la retribución correspondiente al año n no reúne los requisitos exigidos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia requerirá al interesado para que, en un plazo de treinta días hábiles, subsane la falta o acompañe los documentos preceptivos. En caso de que no se procediese a la subsanación, la empresa distribuidora i que se encuentre en esta situación devengará como retribución a cuenta, hasta que se pudiera calcular la retribución, el cincuenta por ciento de la retribución correspondiente al año n-1.

Si la situación se prolongase el siguiente año, y durante los años en que esta situación continúe, esta cuantía será la retribución anual percibida sin que quepa ningún tipo de actualización ni incorporación de retribución de nuevas inversiones, hasta que se entregue la información solicitada en los formatos adecuados y con la calidad requerida

4. Con carácter general, la información requerida que tenga efectos en el cálculo de la retribución estará sujeta a auditoría en las condiciones que se determinen por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En aquellas peticiones de información en que se estime que dicha auditoría no resulta necesaria, se hará constar expresa y motivadamente en el requerimiento de información, todo ello sin perjuicio de posteriores inspecciones o de una auditoría ulterior si se considerase oportuna.

## Artículo 21. Inspecciones.

1. De conformidad con el artículo 7.39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá realizar las inspecciones que considere oportunas con el fin de confirmar la veracidad de la información que, en cumplimiento de la presente circular, le sea aportada.
2. Si como consecuencia de las inspecciones se detectan diferencias en la caracterización de las infraestructuras, sus parámetros básicos o en el cumplimiento de la admisibilidad de los costes declarados, se podrán modificar, a través del procedimiento correspondiente, los parámetros retributivos relativos a esas instalaciones mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

## CAPÍTULO V. INCENTIVO A LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### Artículo 22. Incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución.

1. Se establece un incentivo de reducción de pérdidas que se aplicará a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.
2. El incentivo para la reducción de pérdidas en la red de distribución repercutido a la empresa distribuidora  $i$  el año  $n$ , denominado  $P_n^i$ , estará asociado al nivel de pérdidas de su red de distribución en el año  $n-2$ .
3. A efectos del presente incentivo se define como pérdidas de energía en las redes de la empresa distribuidora  $i$  durante el año  $k$ ,  $E\_PERD_k^i$ , y se calculará según la siguiente expresión:

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

Donde:

- $E_{pf,k}^i$  es la energía expresada en kWh medida durante el año  $k$  en cada uno de los puntos frontera de la distribuidora  $i$ . A estos efectos, se considera con signo positivo la energía que entra a las redes de la empresa distribuidora en cada uno de sus puntos frontera con redes de otras empresas distribuidoras, puntos de generación y red de transporte y con signo negativo la energía saliente por dichos puntos.
- $E_{cons,k}^i$  es la energía expresada en kWh medida durante el año  $k$  de cada uno de los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora  $i$ , medida en contador del consumidor

4. A los efectos del presente incentivo se define como pérdidas de energía de la empresa  $i$  en el año  $k$ ,  $PERD_k^i$ , al cociente entre las pérdidas que experimenta la empresa distribuidora  $i$  en su red y la energía medida en los puntos frontera,  $pf$ , y se calculará conforme a la siguiente expresión:

$$PERD_k^i = \frac{E\_PERD_k^i}{\sum_{pf} E_{pf,k}^i}$$

5. A efectos del cálculo del presente incentivo, los datos empleados serán aquellos facilitados por el operador del sistema, tal y como se define en el artículo 30.2 v) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, o norma que la sustituya, en cumplimiento de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre.
6. Se asignará la penalización máxima a las empresas distribuidoras a las que no les pueda ser aplicado el incentivo a la reducción de pérdidas por falta de declaración de información al operador del sistema o por presentar información incoherente.
7. Las empresas distribuidoras a las que no les puedan ser aplicados los incentivos a la reducción de pérdidas, a efectos del cálculo, no percibirán ni incentivo ni bonificación.
8. 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.
9. Con objeto de limitar el impacto del incentivo sobre el sistema, se establecerán límites sectoriales. Dichos valores serán fijados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

### **Artículo 23. Cálculo del valor del incentivo a la reducción de pérdidas.**

1. El valor del incentivo a la reducción de pérdidas de la empresa distribuidora  $i$  que se repercutirá en la retribución a percibir el año  $n$ , se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_n^i = IP_n^i \cdot AP_n^i \cdot \omega_n^i$$

Donde:

- $IP_n^i$  es el importe en euros del incentivo que se asignará a la empresa  $i$  en el año  $n$  considerando las pérdidas de su red de distribución en el año  $n-2$ .

- $AP_n^i$  es el ajuste realizado a la empresa  $i$  en el año  $n$ , en función de la evolución individual de sus pérdidas.
- $\omega_n^i$  es un coeficiente de reparto que será de aplicación únicamente en el caso de que el importe total del incentivo del año  $n$ , considerando todas las empresas distribuidoras, supere los límites sectoriales establecidos para el incentivo.

2. Se define un rango de referencia sectorial de pérdidas  $[PERD\_MIN_{ref}^{SECTOR}, PERD\_MAX_{ref}^{SECTOR}]$ .

Los límites  $PERD\_MIN_{ref}^{SECTOR}$  y  $PERD\_MAX_{ref}^{SECTOR}$ , serán fijados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

Si  $PERD\_MIN_{ref}^{SECTOR} \leq PERD_{n-2}^i \leq PERD\_MAX_{ref}^{SECTOR}$  la empresa no percibe bonificación ni abona penalización

$$IP_n^i = 0$$

Si  $PERD_{n-2}^i < PERD\_MIN_{ref}^{SECTOR}$  la empresa debe percibir una bonificación:

$$IP_n^i = \text{Min}(|E\_Incentivo_{n-2}^i| \cdot \text{Precio}_n, BMAX_n^i)$$

Si  $PERD_{n-2}^i > PERD\_MAX_{ref}^{SECTOR}$  la empresa debe abonar una penalización:

$$IP_n^i = -\text{Min}(E\_Incentivo_{n-2}^i \cdot \text{Precio}_n, |PMAX_n^i|)$$

Donde:

- $\text{Precio}_n$  es el precio de la energía de pérdidas, en €/kWh. Su valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- $BMAX_n^i$  es la bonificación máxima de incentivo a la reducción de pérdidas que se puede asignar en el año  $n$  a la empresa  $i$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- $PMAX_n^i$  es la penalización máxima de incentivo a la reducción de pérdidas que se puede asignar en el año  $n$  a la empresa  $i$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- $E\_Incentivo_n^i$  se corresponde con la diferencia entre la energía perdida por la empresa distribuidora  $i$  y la que hubiera perdido en caso de tener unas pérdidas iguales a la referencia sectorial considerada en cada caso:

$$E\_Incentivo_{n-2}^i = E\_PERD_{n-2}^i \cdot \left( \frac{PERD_{n-2}^i - PERD_{ref}^{SECTOR}}{PERD_{n-2}^i} \right)$$

Siendo:

- $E\_PERD_{n-2}^i$  son las pérdidas de energía, expresadas en *kWh*, de la empresa *i* en el año *n-2*, calculadas de acuerdo con el artículo 22.3.
- $PERD_{n-2}^i$  es el nivel de pérdidas, de la empresa *i* en el año *n-2*, calculadas de acuerdo con el artículo 22.4.
- $PERD_{ref}^{SECTOR} = PERD\_MIN_{ref}^{SECTOR}$  si la empresa debe recibir bonificación.
- $PERD_{ref}^{SECTOR} = PERD\_MAX_{ref}^{SECTOR}$  si la empresa debe abonar penalización.

3. A efectos de cuantificar la evolución individual con relación a la reducción del nivel de pérdidas de la empresa *i* se define:

$$\Delta PERD_n^i = PERD_{n-2}^i - PERD_{ref}^i$$

Donde

- $PERD_{ref}^i$  es la referencia individual utilizada para evaluar la evolución de la empresa. Dicho valor será fijado ex-ante por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para todo el periodo regulatorio.

4.  $AP_n^i$  vendrá determinado por:

- a. Si la empresa debe recibir una bonificación:

1. si  $\Delta PERD_n^i \geq UE$ , entonces  $AP_n^i = (1 - APMAX)$
2. si  $0 < \Delta PERD_n^i < UE$ , entonces  $AP_n^i = (1 - \frac{\Delta PERD_n^i}{UE} \cdot APMAX)$
3. si  $UM < \Delta PERD_n^i \leq 0$ , entonces  $AP_n^i = (1 + \frac{\Delta PERD_n^i}{UM} \cdot APMAX)$
4. si  $\Delta PERD_n^i \leq UM$ , entonces  $AP_n^i = (1 + APMAX)$

- b. Si la empresa debe abonar una penalización:

1. si  $\Delta PERD_n^i \geq UE$ , entonces  $AP_n^i = (1 + APMAX)$
2. si  $0 < \Delta PERD_n^i < UE$ , entonces  $AP_n^i = (1 + \frac{\Delta PERD_n^i}{UE} \cdot APMAX)$
3. si  $UM < \Delta PERD_n^i \leq 0$ , entonces  $AP_n^i = (1 - \frac{\Delta PERD_n^i}{UM} \cdot APMAX)$
4. si  $\Delta PERD_n^i \leq UM$ , entonces  $AP_n^i = (1 - APMAX)$

Donde:

- $APMAX$  es el valor máximo previsto para el ajuste realizado a la empresa  $i$  en el año  $n$ , en función de la evolución individual de sus pérdidas. Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
  - $UM$  es el umbral de mejora a partir del cual se aplica una mayoración o minoración máxima,  $APMAX$ , en la bonificación o en la penalización de la empresa  $i$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
  - $UE$  es el umbral de empeoramiento a partir del cual se aplica una minoración o mayoración máxima,  $APMAX$ , en la bonificación o en la penalización de la empresa  $i$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- c. No obstante lo definido en los apartados a y b, se establecen las siguientes excepciones para el cálculo de  $AP_n^i$ :
1. Si  $PERD_{n-2}^i \leq \frac{1}{2} \cdot PERD\_MIN_{ref}^{SECTOR}$ , entonces  $AP_n^i = (1 + APMAX)$
  2. Si  $PERD_{n-2}^i \geq 2 \cdot PERD\_MAX_{ref}^{SECTOR}$ , entonces  $AP_n^i = (1 + APMAX)$
  3. Si el valor  $\Delta PERD_n^i$  no puede ser determinado por falta de información disponible para el periodo considerado u otras casuísticas, el término  $AP_n^i$  tomará el valor de 1.
5. En el caso de que la aplicación del ajuste  $AP_n^i$  diera lugar a que la magnitud  $IP_n^i \cdot AP_n^i$  supere los valores máximos previstos para la bonificación y/o penalización máxima establecida,  $BMAX_n^i$  y/o  $PMAX_n^i$ , se aplicarán dichos valores en su lugar.
6. Para las empresas con valores de pérdidas iguales o superiores al 20%,  $PERD_{n-2}^i \geq 0,2$ , se aplicará la penalización máxima  $PMAX_n^i$ .
7.  $\omega_n^i$  vendrá determinado por la siguiente expresión:
- a. Si se supera la bonificación sectorial máxima prevista para el incentivo a la reducción de pérdidas,  $PBMAX_n$ , entonces:
    - Si la empresa debe abonar una penalización, entonces:  $\omega_n^i = 1$
    - Si la empresa debe recibir una bonificación, entonces:

$$\omega_n^i = \frac{PBMAX_n}{\sum_i IP_n^i \cdot AP_n^i}$$

Donde  $PBMAX_n$  es la bonificación sectorial máxima prevista para el incentivo para el año  $n$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.



- b. Si se supera la penalización sectorial máxima prevista para el incentivo a la reducción de pérdidas,  $PPMAX_n$ , entonces:

- Si la empresa debe recibir bonificación entonces:  $\omega_n^i = 1$
- Si la empresa debe abonar una penalización entonces:

$$\omega_n^i = \frac{PPMAX_n}{\sum_i IP_n^i \cdot AP_n^i}$$

Donde  $PPMAX_n$  es la penalización sectorial máxima prevista para el incentivo para el año  $n$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

- c. Para el resto de los casos  $\omega_n^i = 1$

## **CAPÍTULO VI. INCENTIVO A LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

### **Artículo 24. Incentivo a la mejora de calidad de suministro en la red de distribución.**

1. Se establece un incentivo a la mejora de la calidad de suministro que se aplicará a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.
2. El incentivo para la mejora de la calidad de suministro repercutido a la empresa distribuidora  $i$  el año  $n$ , denominado  $Q_n^i$ , estará asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora  $i$  entre los años  $n-4$  a  $n-2$ .
3. A efectos del presente incentivo, se considerarán como *TIEPI*, tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión, , las interrupciones imputables a “Programadas Transporte”, “Programadas Distribución”, “Imprevistos Transporte” e “Imprevistos Propias” conforme al artículo 100 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y a lo establecido en la Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, o normas que las sustituyan.
4. A efectos del cálculo del presente incentivo, los datos empleados serán aquellos declarados por las empresas distribuidoras con objeto de la entrega de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, sin perjuicio de las obligaciones establecidas en la Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico. En este sentido, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer, en la referida Circular informativa 8/2021 o

Circular que la sustituya, criterios adicionales para la consideración a efectos retributivos de la información declarada por las empresas distribuidoras por este concepto.

5. Se asignará la 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 conforme a Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre.
6. El indicador de calidad de suministro en la red de distribución se obtendrá a partir del tiempo de interrupción en la continuidad del servicio eléctrico, *TIEPI*, en función de la desviación respecto a una referencia sectorial.
7. La regulación del presente incentivo a efectos retributivos se entiende sin perjuicio de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de los índices de calidad del suministro que apruebe el Gobierno conforme a lo establecido en el artículo 51 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
8. Las empresas distribuidoras a las que no les puedan ser aplicados los incentivos a la mejora en la calidad en las redes eléctricas a efectos del cálculo, no percibirán ni incentivo ni bonificación.
9. Las inspecciones relativas a calidad de suministro 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, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico tendrán como consecuencia la asignación de la penalización máxima. Los resultados de las citadas inspecciones no alterarán los importes a percibir por incentivo a la mejora de la calidad del resto de empresas ni los valores sectoriales fijados ex-ante.
10. Con objeto de limitar el impacto del incentivo sobre el sistema se establecerán límites sectoriales. Dichos valores serán fijados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

## **Artículo 25. Cálculo del valor del incentivo a la mejora de la calidad de suministro.**

1. El valor del incentivo a la mejora de la calidad de suministro de la empresa distribuidora  $i$  que se repercutirá en la retribución a percibir el año  $n$ , se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Q_n^i = CALTIEPI_n^i \cdot AT_n^i \cdot \omega_n^i$$

Donde:

- $CALTIEPI_n^i$  es la penalización o bonificación que se asignará a la empresa  $i$  en el año  $n$  por la evolución del *TIEPI*.

- $AT_n^i$  es el ajuste realizado a la empresa  $i$  en el año  $n$ , en función de la evolución individual de su TIEPI.
  - $\omega_n^i$  es un coeficiente de reparto que será de aplicación únicamente en el caso de que el importe total del incentivo del año  $n$ , considerando todas las empresas distribuidoras, supere los límites sectoriales establecidos para el incentivo.
2. El indicador que determina si una empresa distribuidora  $i$ , debe cobrar incentivo o abonar penalización en el año  $n$ ,  $CTIEPI_n^i$ , vendrá determinado por la siguiente expresión:

$$CTIEPI_n^i = \sum_j \frac{[\overline{TIEPI_{j,n-2 \rightarrow n-4}^i} - TIEPI_j^{SECTOR}]}{(TIEPI_j^{SECTOR})} \cdot (W_{j,n}^i)$$

Donde:

- $i$  es la empresa distribuidora.
- $j$  es la zona de calidad según la definición establecida en el artículo 99 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, (urbano, semiurbano, rural concentrado y rural disperso).
- $n$  es el año en el que se calcula el incentivo.
- $\overline{TIEPI_{j,n-2 \rightarrow n-4}^i}$  es el promedio del  $TIEPI$  considerado a efectos de incentivo de la empresa distribuidora  $i$  en el periodo que transcurre entre los años  $n-2$  y  $n-4$ , en la zona  $j$ .
- $TIEPI_j^{SECTOR}$  es la referencia sectorial utilizada. Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- $W_{j,n}^i$  es el peso asignado a cada zona  $j$  de la empresa  $i$  a efectos de promediar el indicador de calidad por zona  $j$  para el año  $n$ :

$$W_{j,n}^i = \frac{\sum_{k=n-4}^{n-2} Pinst_{k,j}^i}{\sum_j \sum_{k=n-4}^{n-2} Pinst_{k,j}^i}$$

Donde:

- $Pinst_{j,k}^i$  es la potencia instalada en centros de transformación MT/BT más la potencia contratada en MT (en  $kVA$ ) conectada a las redes de la empresa distribuidora  $i$  en el año  $k$ , en la zona de calidad  $j$ .
3. A efectos de cuantificar la evolución individual con relación a la mejora del TIEPI de la empresa  $i$  se define:

$$\Delta CTIEPI_n^i = CTIEPI_n^i - CTIEPI_{ref}^i$$

Donde

$CTIEPI_{ref}^i$  es la referencia individual utilizada para evaluar la evolución de la empresa  $i$ . Dicho valor será fijado ex-ante por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para todo el periodo regulatorio.

4.  $CALTIEPI_n^i$ , vendrá determinado por la siguiente expresión:

a. Si  $CTIEPI_n^i \geq 0$ , la empresa deberá abonar una penalización:

$$CALTIEPI_n^i = \begin{cases} PMAX_n^i & \text{si } CTIEPI_n^i \geq U\_PMAX_n^{TIEPI} \\ PMAX_n^i \cdot \left( \frac{CTIEPI_n^i}{U\_PMAX_n^{TIEPI}} \right) & \text{si } CTIEPI_n^i < U\_PMAX_n^{TIEPI} \end{cases}$$

b. Si  $CTIEPI_n^i < 0$ , la empresa deberá recibir una bonificación:

$$CALTIEPI_n^i = \begin{cases} BMAX_n^i \cdot \left( \frac{CTIEPI_n^i}{U\_BMAX_n^{TIEPI}} \right) & \text{si } CTIEPI_n^i > U\_BMAX_n^{TIEPI} \\ BMAX_n^i & \text{si } CTIEPI_n^i \leq U\_BMAX_n^{TIEPI} \end{cases}$$

Donde

- $PMAX_n^i$  es la penalización máxima de incentivo de calidad que se puede asignar en el año  $n$  a la empresa  $i$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- $U\_PMAX_n^{TIEPI}$  es el umbral del indicador  $CTIEPI$  a partir del cual la empresa  $i$  percibe la penalización máxima  $PMAX_n^i$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- $BMAX_n^i$  es la bonificación máxima de incentivo de calidad que se puede asignar en el año  $n$  a la empresa  $i$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- $U\_BMAX_n^{TIEPI}$  es el umbral del indicador  $CTIEPI$  a partir del cual la empresa  $i$  percibe la bonificación máxima  $BMAX_n^i$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

5.  $AT_n^i$ , vendrá determinada por:

a. Si la empresa debe abonar una penalización,  $CTIEPI_n^i \geq 0$ :

$$1. \text{ si } \Delta CTIEPI_n^i \geq UE_n^{TIEPI}, \text{ entonces } AT_n^i = (1 + ATMAX)$$

2. si  $0 < \Delta CTIEPI_n^i < UE_n^{TIEPI}$ , entonces  $AT_n^i = (1 + \frac{\Delta CTIEPI_n^i}{UE_n^{TIEPI}} \cdot ATMAX)$
3. si  $UM_n^{TIEPI} < \Delta CTIEPI_n^i \leq 0$ , entonces  $AT_n^i = (1 - \frac{\Delta CTIEPI_n^i}{UM_n^{TIEPI}} \cdot ATMAX)$
4. si  $\Delta CTIEPI_n^i \leq UM_n^{TIEPI}$ , entonces  $AT_n^i = (1 - ATMAX)$

b. Si la empresa debe recibir una bonificación,  $CTIEPI_n^i < 0$ , entonces:

1. si  $\Delta CTIEPI_n^i \geq UE_n^{TIEPI}$ , entonces  $AT_n^i = (1 - ATMAX)$
2. si  $0 < \Delta CTIEPI_n^i < UE_n^{TIEPI}$ , entonces  $AT_n^i = (1 - \frac{\Delta CTIEPI_n^i}{UE_n^{TIEPI}} \cdot ATMAX)$
3. si  $UM_n^{TIEPI} < \Delta CTIEPI_n^i \leq 0$ , entonces  $AT_n^i = (1 + \frac{\Delta CTIEPI_n^i}{UM_n^{TIEPI}} \cdot ATMAX)$
4. si  $\Delta CTIEPI_n^i \leq UM_n^{TIEPI}$ , entonces  $AT_n^i = (1 + ATMAX)$

Donde:

- $ATMAX$  es el valor máximo previsto para el ajuste realizado a la empresa  $i$  en el año  $n$ , en función de la evolución del  $TIEPI$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- $UM_n^{TIEPI}$  es el umbral de mejora a partir del cual se aplica una mayoración o minoración máxima,  $ATMAX$ , en la bonificación o en la penalización de la empresa  $i$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.
- $UE_n^{TIEPI}$  es el umbral de empeoramiento a partir del cual se aplica una minoración o mayoración máxima,  $ATMAX$ , en la bonificación o en la penalización de la empresa  $i$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

c. No obstante lo definido en los apartados a y b, se establecen las siguientes excepciones para el cálculo de  $AT_n^i$ :

1. Si  $\overline{TIEPI_{j, n-2 \rightarrow n-4}^i} \leq \frac{1}{2} \cdot TIEPI_j^{SECTOR}$  para todas y cada una de las zonas de calidad,  $j$ , entonces  $AT_n^i = (1 + ATMAX)$ .
6. En el caso de que la aplicación del ajuste  $AT_n^i$  diera lugar a que la magnitud  $CALTIEPI_n^i \cdot AT_n^i$  supere los valores máximos previstos para la bonificación y/o penalización máxima establecida,  $BMAX_n^i$  y/o  $PMAX_n^i$ , se aplicarán dichos valores en su lugar.
7.  $\omega_n^i$  vendrá determinado por la siguiente expresión:

a. Si se supera la bonificación sectorial máxima prevista para el incentivo de calidad,  $QBMAX_n$ , entonces:

- Si la empresa debe abonar una penalización,  $CTIEPI_n^i \geq 0$ , entonces:  $\omega_n^i = 1$
- Si la empresa debe recibir una bonificación,  $CTIEPI_n^i < 0$ , entonces:

$$\omega_n^i = \frac{QBMAX_n}{\sum_i CALTIEPI_n^i \cdot AT_n^i}$$

Donde  $QBMAX_n$  la bonificación sectorial máxima prevista para el incentivo para el año  $n$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

b. Si se supera la penalización sectorial máxima prevista para el incentivo de calidad,  $QPMAX_n$ , entonces:

- Si la empresa debe recibir bonificación,  $CTIEPI_n^i < 0$ , entonces:  $\omega_n^i = 1$
- Si la empresa debe abonar una penalización,  $CTIEPI_n^i \geq 0$ , entonces:

$$\omega_n^i = \frac{QPMAX_n}{\sum_i CALTIEPI_n^i \cdot AT_n^i}$$

Donde  $QPMAX_n$  es la penalización sectorial máxima prevista para el incentivo para el año  $n$ . Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

c. Para el resto de los casos  $\omega_n^i = 1$

## CAPÍTULO VII. OTRAS DISPOSICIONES

### Artículo 26. Ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades.

1. En el caso de que los activos que son objeto de retribución conforme a esta circular sean empleados en la realización de actividades diferentes a la distribución de electricidad, la retribución anual a percibir por parte de los sujetos distribuidores se minorará teniendo en cuenta la contribución de tales activos a las referidas actividades.
2. A los efectos de esta minoración de la retribución, por el empleo de la fibra óptica, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aplicará la Resolución de 18 de enero de 2024, de la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología del cálculo del ajuste a realizar en la retribución anual de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica por el empleo de la fibra óptica en la realización de actividades diferentes al transporte y la distribución de electricidad, modificada mediante Resolución de 10 de septiembre de 2025, o resolución que la sustituya.

3. En relación con otros activos y recursos regulados distintos de la fibra óptica, se determinará mediante resolución, adoptada previo trámite de audiencia, la metodología de ajuste retributivo a realizar por la utilización de dichos activos y recursos. Esta metodología tendrá en cuenta, en todo caso, los costes directos e indirectos de los activos empleados, así como el coste en que, de no mediar el empleo de estos activos, se habría incurrido para poder realizar esas otras actividades. Asimismo, podrán tenerse en cuenta, entre otros factores, el ingreso por las actividades diferentes a la distribución, la contribución a dicho ingreso realizada por los activos regulados o las circunstancias que puedan concurrir respecto de las cesiones del uso de los activos entre sociedades de un mismo grupo o terceras sociedades.
4. En ningún caso la realización de actividades diferentes a la distribución puede suponer un coste adicional para las actividades con una metodología retributiva regulada.

#### **Artículo 27. Prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de distribución.**

1. Al efecto de incorporar un principio de prudencia financiera requerido a los titulares de activos de red de distribución, se establece una penalización para las empresas cuyos ratios se sitúen fuera de los rangos de valores recomendables enunciados en el apartado quinto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas, y de rangos de valores recomendables de los mismos.
2. La penalización será el resultado de aplicar la siguiente fórmula.

$$PPF_n = -0,015 * RA_n * (1 - IGR_n), \quad \text{si } IGR_n < 0,90$$

Donde:

- $n$  es cada año del periodo regulatorio.
- $PPF_n$ : valor de la penalización en el año  $n$ , en €.
- $RA_n$ : retribución anual del titular de activos de red en el año  $n$ , en €, en los términos en los que se define en el artículo 5.



- $IGR_n$ : índice global de ratios del año n, definido en el apartado sexto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas, y de rangos de valores recomendables de los mismos.
- 3. La penalización no será aplicable si se deriva de la existencia de saldos pendientes de liquidar al sistema eléctrico, o de fianzas y depósitos pendientes de devolver a clientes, que se hayan computado como deuda.
- 4. La penalización no será aplicable si el titular de activos de red de distribución forma parte de un grupo de sociedades en el que la matriz de dicho grupo también es titular de tales activos, y a nivel agregado o consolidado de dicha matriz y sus filiales titulares de activos de red, el IGR es superior o igual a 0,90.
- 5. La penalización no será aplicable a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes.
- 6. El índice global de ratios del año n se determinará, para cada titular de activos de red de distribución, sobre sus datos relativos al ejercicio n-2, por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previa audiencia a los interesados, en la que podrán alegar sobre los cálculos realizados y sobre la concurrencia de los supuestos recogidos en los apartados 3 y 4.

### **Disposición adicional primera. Primer periodo regulatorio de aplicación.**

El primer periodo de aplicación de la metodología de retribución recogida en la presente circular transcurrirá del 1 de enero de 2026 al 31 de diciembre de 2031.

### **Disposición adicional segunda. Cálculo de la retribución de los ejercicios 2026 y 2027.**

1. El cálculo de la retribución a la inversión de los ejercicios 2026 y 2027 se efectuará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$R_n^i = RI_{REAL_n}^i + Ref_{ROM_n}^i + REVU_n^i + OC_n^i + P_n^i + Q_n^i$$

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. Se calculará conforme se establece en el artículo 6.
- $Ref_{ROM_n}^i$  es la referencia de la retribución a la operación y mantenimiento. Para la retribución del ejercicio 2026 se calculará

según se establece en el apartado 2. Para el ejercicio 2027 se calculará conforme se establece en el artículo 12.

- $REVU_n^i$  es la retribución por extensión de vida útil para el año  $n$  que percibirá una empresa distribuidora  $i$  por todas aquellas instalaciones de distribución, que habiendo superado su vida útil regulatoria, siguen en servicio en el año  $n-2$ , siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de cada una de dichas instalaciones. Todo ello conforme se establece en el artículo 13.
- $OC_n^i$  es la retribución por otros costes directamente relacionados con la actividad de distribución que no se encuentran contemplados en los términos anteriores. Se calculará según se establece en el artículo 14.
- $P_n^i$  es el término de incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora  $i$  el año  $n$ , asociado al nivel de pérdidas de su red en el año  $n-2$ . Dicho incentivo a la reducción de pérdidas se calculará según lo establecido en el Capítulo V.
- $Q_n^i$  es el término de incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora  $i$  el año  $n$  asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora  $i$  entre los años  $n-4$  a  $n-2$ . Dicho incentivo a la calidad se calculará según lo establecido en el Capítulo VI.

2. Para el cálculo del  $Ref_{ROM}^i_{2026}$  se aplicará la formulación prevista en el artículo 12, donde  $Ref_{ROM}^i_{2025}$  se calculará a partir de la retribución para el ejercicio 2025 agrupando los conceptos siguientes:

- Retribución del componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución en el ejercicio 2025.
- Retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras en el ejercicio 2025.

Dicha agrupación irá afectada por un ajuste inicial en base a los costes incurridos en el primer semiperiodo del periodo regulatorio anterior (ejercicios 2020 a 2022). Este ajuste inicial, en función del tamaño de las empresas, será el contenido en la tabla siguiente:

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

En el supuesto de que, una vez determinada la retribución correspondiente al ejercicio 2025, se constate que alguna empresa presenta márgenes inferiores al ajuste de su grupo de referencia, se procederá a efectuar el

ajuste correspondiente tomando como base el grupo inmediatamente anterior. En el caso de las empresas del grupo 1 que se encuentren en esta circunstancia, no se les realizará ajuste.

Asimismo, en el supuesto de que, una vez determinada la retribución correspondiente al ejercicio 2025, se constate que alguna empresa presenta márgenes en el promedio de las retribuciones de los años 2023-2025 superiores en más de 10 puntos a los calculados para su grupo, se procederá a efectuar un ajuste adicional del 50% de dicha diferencia. Este ajuste adicional no se aplicará a las empresas del grupo 1.

A los efectos de los dos párrafos anteriores, el margen se calculará como el resultado de dividir la diferencia entre la retribución del periodo 2023-2025 de la operación y mantenimiento (componente gestionable y otras tareas reguladas), sin tener en cuenta la tasa de ocupación de la vía pública, ni el coste de financiación del bono social, y los costes realmente incurridos por esos conceptos, declarados por las empresas distribuidoras, de acuerdo con la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, en ese mismo periodo, y esa misma retribución del periodo 2023-2025.

3. Para los ejercicios 2026 y 2027, en el cálculo de la variación del inmovilizado bruto retributivo ( $\Delta RAB_{n-1 \rightarrow n}^i$ ), a considerar en el término  $Ref_{ROM}$ , se considerarán las inversiones realmente ejecutadas por las empresas distribuidoras, a las que se descontarán las bajas de instalaciones que dejen de estar en servicio en el año n-2.
4. Una vez determinada la retribución anual de cada empresa distribuidora conforme a lo establecido en los apartados anteriores, se realizará el ajuste retributivo previsto en el artículo 26 y se aplicará, en su caso, la penalización relativa a la prudencia financiera prevista en el artículo 27.

### **Disposición adicional tercera. Cálculo de la retribución del ejercicio 2028**

1. La retribución de la actividad de distribución reconocida a la distribuidora i en el año 2028 por el desempeño de su actividad el año 2026 se determinará conforme a la siguiente formulación:

$$R_{28}^i = \frac{1}{2} (Ref_{RI_{2028}}^i + RI_{REAL_{28}}^i) + Ref_{ROM_{28}}^i + REVU_{28}^i + IE_{28,24 \rightarrow 26}^i + OC_{28}^i + P_{28}^i + Q_{28}^i$$

Donde:

- $Ref_{RI_{2028}}^i$  es la retribución de referencia a la inversión en el ejercicio 2028, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Ref_{RI_{28}}^i = RI_{28,B}^i + RI_{28,15 \rightarrow 25}^i + RIA_{28,26}^i$$

Donde

- Los términos  $RI_{28,B}^i$  y  $RI_{28,15 \rightarrow 25}^i$  se calcularán según se establece en el artículo 7.
- $RIA_{28,26}^i$  se corresponde con la retribución a la inversión en base a las nuevas inversiones admisibles para el ejercicio 2026 de acuerdo con la formulación establecida en el artículo 10, con la salvedad de que el parámetro  $K_p^i$  irá multiplicado por el promedio de incremento de potencia en redes que se produzca en el periodo 2026- 2028. Este valor no podrá ser inferior, en más de un 1,5%, al valor del  $RI_{REAL28,26}^i$ .
- $RI_{REAL28}^i$  es la retribución a la inversión de la empresa i en el año 2028 correspondiente a las instalaciones con puesta en servicio anterior a 1 de enero de 2027 en base a los costes incurridos auditados, declarados en la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre. Se calculará conforme se establece en el artículo 7.
- $Ref_{ROM2028}^i$  es la retribución de referencia a la operación y mantenimiento en el ejercicio 2028, calculada conforme al artículo 12.
- $REUV_{28}^i$  es la retribución por extensión de vida útil para el año n que percibirá una empresa distribuidora i por todas aquellas instalaciones de distribución, que habiendo superado su vida útil regulatoria, siguen en servicio en el año 2026, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de cada una de dichas instalaciones. Todo ello conforme se establece en el artículo 13.
- $IE_{28,26}^i$  es la retribución en el año 2028 correspondiente a las inversiones excepcionales ejecutadas por la empresa distribuidora i en el ejercicio 2026, relativas a las actuaciones que supongan una cuantía superior al 50 por ciento del límite máximo individual de inversión fijado para dicha empresa en el año n. Para ello se considerarán los requisitos establecidos en el artículo 8. Su cálculo se llevará a cabo de acuerdo a los costes realmente incurridos, según se establece en el artículo 7.
- $OC_{28}^i$  es la retribución por otros costes directamente relacionados con la actividad de distribución que no se encuentran contemplados en los términos anteriores. Se calculará según se establece en el artículo 14.
- $P_{28}^i$  es el término de incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora i el año n, asociado al nivel de pérdidas de su red en el año 2026. Dicho incentivo a la reducción de pérdidas se calculará según lo establecido en el Capítulo V.

- $Q_{28}^i$  es el término de incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora  $i$  el año  $n$  asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora  $i$  entre los años 2024 a 2026. Dicho incentivo a la calidad se calculará según lo establecido en el Capítulo VI.
2. Una vez determinada la retribución anual de cada empresa distribuidora conforme a lo establecido en el apartado anterior, se realizará el ajuste retributivo previsto en el artículo 26 y se aplicará, en su caso, la penalización relativa a la prudencia financiera prevista en el artículo 27.

**Disposición adicional cuarta. Parámetros retributivos aplicables durante el periodo regulatorio 2026-2031.**

1. El parámetro  $IRM_n$ , definido en el artículo 5 como el incentivo de reparto de márgenes entre la empresa distribuidora y el sector, tomará los siguientes valores en el segundo semiperiodo regulatorio:

Retribución	$IRM_n$
2029	50%
2030	50%
2031	50%

2. La senda  $IS_n^i$  definida en el artículo 10 tomará para cada año  $n$  del periodo regulatorio, el siguiente valor:

$$IS_n^i = X_n^i * 0,13\% PIB_{n-2}$$

Donde:

- $X_n^i$  es la representatividad de la empresa  $i$  respecto al total del sector en términos retributivos. Se calculará como el coeficiente resultante de dividir la retribución aprobada para el año  $n-1$  de la empresa  $i$  entre la retribución de la totalidad de las empresas distribuidoras para dicho año. En caso de que no haya retribución aprobada para el año  $n-1$ , se empleará la última retribución aprobada.
- $PIB_{n-2}$  es el PIB nominal de España previsto para el año  $n-2$  en el momento de presentación de los planes de inversión para dicho año, de acuerdo con los valores considerados para el establecimiento del límite máximo de inversión anual en la red de distribución con derecho a retribución con cargo al sistema.

En caso de que durante el periodo regulatorio se aprueben modificaciones normativas que incrementen el límite de inversión anual a ejecutar por las empresas distribuidoras en dicho periodo, sujeto a la realización de determinadas categorías de inversiones que no estén vinculadas a incrementos de potencia, el valor de la senda  $IS_n^i$  se incrementará para cada

año  $n$ , en el valor de inversión realizado para dichas categorías de inversiones, siempre que su volumen real de inversión ejecutada en el ejercicio  $n-2$  esté por encima del valor  $X_n^i * 0,13\% PIB_{n-2}$ . En este supuesto, las nuevas inversiones admisibles definidas en el artículo 10 se calcularán considerando el porcentaje de inversiones vinculadas a incrementos de potencia, ejecutadas por la empresa, sobre el total de inversiones que estén por encima del límite de inversión.

Adicionalmente, en caso de que las empresas distribuidoras incorporen infraestructuras de evacuación y de consumo a su red de distribución, de acuerdo con los requisitos establecidos en el artículo 3 de la presente circular, el valor de la senda  $IS_n^i$  se verá incrementado en un 50% del valor de inversión neto retribuable correspondiente al conjunto de instalaciones incorporadas a la red de distribución en el ejercicio  $n-2$ .

3. La vida útil media de las nuevas inversiones admisibles, según se define en el artículo 10, tomará el valor de 30 años para el periodo regulatorio.
4. El parámetro de sostenibilidad económica  $K_p^{sector}$ , según se define en el artículo 10, tomará el valor de 257 €/kW en el periodo regulatorio.
5. El parámetro  $\gamma$  definido en el artículo 10 tomará los siguientes valores en el periodo regulatorio para cada grupo de empresas:

Grupo	Número clientes	$\gamma$
1-3	1-100.000	1,3
4	100.001-1.000.000	1,2
5	1.000.001-5.000.000	1,1
6	>5.000.001	1

6. El parámetro  $\theta$  definido en el artículo 12, que representa el porcentaje de todos los costes de operación y mantenimiento frente al inmovilizado bruto sectorial, tomará el valor de 1,74% en el periodo regulatorio.
7. El parámetro  $\alpha$  definido en el artículo 12, en base a la retribución 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, tomará los siguientes valores en el periodo regulatorio:

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

8. El factor de ajuste (FA), definido en el artículo 12, tomará el valor de 0,97 en el primer semiperiodo regulatorio (2026-2028) y el valor de 1 en el segundo semiperiodo regulatorio (2029-2031).

9. El valor de los porcentajes de minoración LPS y LPI, definidos en el artículo 18 tomarán el valor del 20% en el periodo regulatorio. En caso de que una empresa sea penalizada en el primer semiperiodo, la minoración en el segundo semiperiodo se elevará al 30%.

**Disposición adicional quinta. Cálculo del incentivo a la reducción de pérdidas en las redes de distribución para el periodo regulatorio 2026-2031.**

Para el cálculo del incentivo a la reducción de pérdidas en las redes eléctricas para el periodo regulatorio 2026-2031, se establecen las siguientes particularidades:

1. La bonificación sectorial máxima prevista para el incentivo a la reducción de pérdidas será  $PBMAX_n = 2\%R_n$ , siendo  $R_n$  la retribución total de la actividad del año  $n$  sin tener en cuenta los incentivos.
2. La penalización sectorial máxima prevista para el incentivo a la reducción de pérdidas será  $PPMAX_n = -2\%R_n$ , siendo  $R_n$  la retribución total de la actividad del año  $n$  sin tener en cuenta los incentivos.
3. El rango de referencia sectorial  $[PERD\_MIN^{SECTOR}_{ref}; PERD\_MAX^{SECTOR}_{ref}]$  empleado en el cálculo del incentivo se fija considerando los siguientes valores:
  - a. [8,0%;9,0%] en el cálculo de la retribución correspondiente a los ejercicios 2026, 2027 y 2028.
  - b. [7,5%;8,5%] en el cálculo de la retribución correspondiente a los ejercicios 2029, 2030 y 2031.
4. La referencia individual  $PERD_{ref}^i$  empleada en el cálculo de  $\Delta PERD_n^i$  en el periodo regulatorio se establecerá, previo trámite de audiencia, en la resolución en la que se apruebe el incentivo de pérdidas correspondiente a la retribución del 2025. En los casos en los que  $PERD_{ref}^i$  no pueda ser determinado, no se aplicará el ajuste  $AP_n^i$ , previsto en el artículo 23.4.
5. El precio de la energía de pérdidas,  $Precio_n$ , considerado será 0,0702 €/kWh
6. El límite individual establecido a las penalizaciones máximas  $PMAX_n^i$  será  $-4\% RSI_n^i$ , siendo  $RSI_n^i$  la retribución asignada a la empresa distribuidora  $i$  en el año  $n$  sin tener en cuenta los incentivos.
7. El límite individual establecido a las bonificaciones máximas  $BMAX_n^i$  será del 4%  $RSI_n^i$ , siendo  $RSI_n^i$  la retribución asignada a la empresa distribuidora  $i$  en el año  $n$  sin tener en cuenta los incentivos.
8. Se fija el valor máximo previsto para el ajuste realizado al incentivo de reducción de pérdidas en función de la evolución individual de las pérdidas de la empresa distribuidora,  $APMAX = 0,5$ .



9. Se fija el valor del umbral de mejora a partir del cual se aplica una mayoración/minoración máxima en la bonificación/penalización de la empresa,  $UM = -1,5\%$ .
10. Se fija el valor del umbral de empeoramiento a partir del cual se aplica una minoración/mayoración máxima en la bonificación/penalización de la empresa,  $UE = 1,5\%$ .

**Disposición adicional sexta. Cálculo del incentivo a la mejora de la calidad de suministro en las redes para el periodo 2026-2031.**

Para el cálculo del incentivo a la mejora de calidad en las redes eléctricas para el periodo regulatorio 2026-2031, se establecen las siguientes particularidades:

1. La bonificación sectorial máxima prevista para el incentivo de calidad será  $QBMAX_n = 2\%R_n$ , siendo  $R_n$  la retribución total de la actividad del año  $n$  sin tener en cuenta los incentivos.
2. La penalización sectorial máxima prevista para el incentivo de calidad será  $QPMAX_n = -2\%R_n$ , siendo  $R_n$  la retribución total de la actividad del año  $n$  sin tener en cuenta los incentivos.
3. La referencia sectorial  $TIEPI_j^{SECTOR}$  empleada en el cálculo del incentivo se fija considerando los siguientes valores:

Zona	Retribución de los ejercicios 2026, 2027 y 2028	Retribución de los ejercicios 2029, 2030 y 2031
U	0,4888	0,4644
SU	0,6000	0,5700
RC	1,0648	1,0116
RD	1,7393	1,6523

4. La referencia  $CTIEPI_{ref}^i$  empleada en el cálculo de  $\Delta CTIEPI_n^i$  en el periodo regulatorio se establecerá, previo trámite de audiencia, en la resolución en la que se apruebe el incentivo de mejora de calidad correspondiente a la retribución del 2025. En los casos en los que  $CTIEPI_{ref}^i$  no pueda ser determinado, no se aplicará el ajuste  $AT_n^i$ , previsto en el artículo 2325.5, tomando  $AT_n^i = 1$ .

Si a lo largo de periodo regulatorio se produjeran reclasificaciones de las zonas de distribución de la empresa distribuidora  $i$ , no se aplicará el ajuste  $AT_n^i$ , previsto en el artículo 2325.5, tomando  $AT_n^i = 1$ .

5. El límite establecido a las penalizaciones máximas será  $PMAX_n^i = -4\% RSI_n^i$ , siendo  $RSI_n^i$  la retribución asignada a la empresa distribuidora  $i$  en el año  $n$  sin tener en cuenta los incentivos.

6. El límite establecido a las bonificaciones máximas será  $BMAX_n^i = 4\% RSI_n^i$ , siendo  $RSI_n^i$  la retribución asignada a la empresa distribuidora  $i$  en el año  $n$  sin tener en cuenta los incentivos.
7. Se fija el valor del indicador  $CTIEPI$  a partir del cual la empresa  $i$  percibe la bonificación máxima  $BMAX_n^i$ ,  $U\_BMAX_n^{TIEPI} = -0,7$ .
8. Se fija el valor del indicador  $CTIEPI$  a partir del cual la empresa  $i$  percibe la penalización máxima  $PMAX_n^i$ ,  $U\_PMAX_n^{TIEPI} = 0,5$ .
9. Se fija el valor del umbral de mejora a partir del cual se aplica una mayoración/minoración en la bonificación/penalización de la empresa,  $UM_n^{TIEPI} = -0,3$ .
10. Se fija el valor del umbral de empeoramiento a partir del cual se aplica una minoración/mayoración en la bonificación/penalización de la empresa,  $UE_n^{TIEPI} = 0,3$ .
11. Se fija el valor máximo previsto para el ajuste realizado al incentivo de mejora de calidad en función de la evolución individual de TIEPI de la empresa distribuidora,  $ATMAX = 0,5$ .

**Disposición adicional séptima. Aplicación del incremento del incentivo para procurar la prudencia financiera.**

En los tres primeros años del periodo regulatorio 2026-2031, la penalización establecida en el artículo 29 no podrá superar el 1% de la retribución anual del titular de activos de red.

**Disposición adicional octava. Adquisiciones y otras operaciones entre empresas.**

Para el cálculo de la retribución de una empresa distribuidora que adquiriera otra empresa distribuidora o varias empresas que se fusionen, durante el primer semiperiodo regulatorio 2026-2028, en el cálculo de OPEX, realizado conforme al artículo 12, se considerará la suma de los términos  $Ref_{ROM_{n-1}}^i$  de cada una de las empresas por separado.

A partir del segundo semiperiodo, para la aplicación de esta Circular, se considerará a efectos del cálculo de la retribución de referencia por operación y mantenimiento definida en el artículo 12 de las empresas distribuidoras correspondientes a un mismo grupo empresarial, la media aritmética entre el valor resultante de aplicar el número total de clientes de dicho grupo empresarial, obtenido como la suma de los clientes pertenecientes a cada una de las empresas distribuidoras que lo integran, y el valor correspondiente al número de clientes de la empresa.

Para la determinación de los ajustes iniciales a aplicar en base a los costes incurridos para periodos regulatorios futuros, así como el resto de parámetros de la retribución de operación y mantenimiento, se considerará en cualquier caso el número de clientes correspondiente al grupo empresarial.

**Disposición adicional novena. Modificación de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad.**

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia adecuará el contenido de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, al objeto de adaptarla a la metodología establecida en la presente circular.

**Disposición adicional décima. Pérdidas no gestionables**

A efectos de su aplicación a partir de la retribución del ejercicio 2028, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, con anterioridad a dicho año, mediante resolución y previo trámite de audiencia, la metodología de valoración de las pérdidas no gestionables a considerar a las empresas distribuidoras, que se añadirá al incentivo previsto en el Capítulo V al final de cada semiperiodo.

En este sentido, se considerarán como pérdidas no gestionables:

- Aquellas asociadas a la existencia de bolsas de fraude sistémicas, en localizaciones singulares y claramente delimitadas, histórica y geográficamente, y
- Únicamente en aquellos casos en los que se haya demostrado fehacientemente la imposibilidad por parte de la empresa distribuidora, de gestionar dichas pérdidas debido a situaciones extraordinarias que se encuentran fuera de su control.
- Y haya una sentencia judicial que impide el corte de suministro a los clientes de dicha zona.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar la información que considere necesaria para la determinación, de los aspectos anteriormente indicados a las empresas distribuidoras, así como a otros organismos públicos.

### **Disposición adicional undécima. Valores de incrementos de potencia considerados en el cálculo retributivo**

En caso de que se compruebe que los datos de potencia adscrita a los derechos de extensión declarados en virtud de la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, no reúnen la calidad requerida, para el cálculo de la retribución de referencia definida en el artículo 10, la CNMC podrá considerar como referencia la potencia facturada declarada por las empresas distribuidoras al sistema de liquidaciones de las actividades reguladas previsto en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, entre los ejercicios n-1 y n, corregida con el resultado de las inspecciones que se realicen sobre este sistema. El valor de potencia facturada de cada empresa se calculará como el cociente entre la facturación de potencia mensual declarado por la distribuidora i (€) y la suma de los precios (€/kW) del término de potencia de los peajes vigentes de cada periodo tarifario del año correspondiente, sin considerar los excesos de potencia ni el peaje 6.4.

### **Disposición transitoria primera. Cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de activos en actividades diferentes a la distribución distintos de la fibra óptica.**

Hasta que se apruebe la resolución a la que se refiere el artículo 26 referente a otros activos distintos de la fibra óptica, se considerará el cincuenta por ciento de los ingresos anuales obtenidos por el grupo en la realización de actividades diferentes a la distribución de electricidad que empleen dichos activos afectos a la actividad de distribución eléctrica a los efectos de minorar el valor anual de la retribución.

No obstante, este ajuste se regularizará si, de la resolución prevista en el referido artículo 26, resultase un porcentaje inferior de ingresos a considerar.

### **Disposición transitoria segunda. Instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2026.**

A las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2026 se les aplicarán los criterios de clasificación de inversiones establecidos en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

### **Disposición transitoria tercera. Aplicación de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.**

1. Con relación a la retribución del período regulatorio 2022 a 2025 que se encuentre pendiente de aprobar a la fecha de entrada en vigor de esta Circular, se aplicará la metodología retributiva contenida en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

2. Al respecto del componente gestionable y del componente de otras tareas reguladas necesarias en el ejercicio de la actividad de distribución a los que se refiere el artículo 11.1 y la disposición adicional segunda de esta circular, se aplicará lo previsto en los artículos 13 y 18 de la mencionada Circular 6/2019, de 5 de diciembre, este último sin considerar la tasa de ocupación de la vía pública.

**Disposición transitoria cuarta. Adaptación al nuevo modelo para empresas con menos de 10.000 clientes conectados a sus redes.**

1. Las empresas distribuidoras con menos de 10.000 clientes conectados a sus redes podrán solicitar de forma motivada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que no les sea de aplicación la formulación del modelo TOTEX establecido en esta circular en el segundo semiperíodo regulatorio (retribuciones de 2029 a 2031). En su lugar, a las empresas que lo soliciten se les aplicará para los ejercicios 2029 y 2030 lo establecido en la disposición adicional segunda, y para el ejercicio 2031 la metodología de cálculo establecida en la disposición adicional tercera.
2. Estas empresas dispondrán de plazo hasta el 1 de octubre de 2026 para realizar la solicitud prevista en el apartado anterior, que comenzará a computarse desde la entrada en vigor de la presente circular.

**Disposición derogatoria única. Derogación normativa.**

Queda derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido por la presente Circular y en particular, 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.

**Disposición final única. Entrada en vigor.**

La presente circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 22 de diciembre de 2025. –La Presidenta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Cani Fernández Vicién.

## ANEXOS

### ANEXO 1. TIPOLOGÍAS DE INVERSIÓN EN INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN CUYA PUESTA EN SERVICIO SEA POSTERIOR AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Conforme a lo establecido en el Artículo 8, a continuación se desarrolla la clasificación de las actuaciones a considerar para las inversiones realizadas en instalaciones de distribución con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2025.

CINI	Tipo inversión	DESCRIPCIÓN	AÑOS VU
I26XXXXX	0	Elementos de mejora de la fiabilidad	40
I20XXXXX	0,1	Líneas	40
I22XXXXX	0,1	Centros de transformación	40
I24XXXXX I25XXXXX I27XXXXX	0,1	Máquinas (transformadores, reguladores de tensión, condensadores y reactancias)	40
I28XXXXX	0,1	Posiciones	40
I230XXXX	2	Despachos no identificables	12
I231XXXX	2	Despachos centralizados	12
I232XXXX	2	Actuadores	12
I233XXXX	2	Elementos físicos de transmisión de control	12
I234XXXX	2	Elementos no físicos de transmisión de control	12
I235XXXX	2	Elementos necesarios para el control de la calidad de onda	12
I236XXXX	2	Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución - Digitalización.	5
I290001X	2	Sistema de Supervisión Avanzada de Baja tensión (GSA)	12
I290002X	2	Sistemas de Supervisión Avanzada de Media Tensión (hasta 36 kV inclusive)	12
I290003X	2	Sistemas de Supervisión Avanzada de Alta Tensión (a partir de 36 kV)	12
I290004X	2	Transformador de tensión variable	12
I290005X	2	Equipos para la sensorización y monitorización de la red	12
I290006X	2	Recarga de Vehículo Eléctrico	12
I290007X	2	Sistemas de Almacenamiento (Baterías)	12
I290008X	2	Desarrollos derivados de exigencias normativas	12
I290009X	2	Actualización y/o desarrollos de Firmware que aporten nuevas funcionalidades	12
I29002XX	2	Sistemas de comunicaciones	5
I29003XX	2	Sistemas técnicos de gestión	5
I2900410	2	Equipos para procesos de información	5
I2900420	2	Aplicaciones informáticas	5

CINI	Tipo inversión	DESCRIPCIÓN	AÑOS VU
I29007X0	2	Telegestión	15
I2900100	IBO	Edificios y construcciones	50
I2900430	IBO	Maquinaria	10
I2900440	IBO	Utillaje	5
I2900450	IBO	Elementos de transporte	6
I2900460	IBO	Mobiliario	10
I2900800	IBO	Equipos de Medida	15
I2900900	IBO	Vehículo Eléctrico	6
I2900500	TER	Terrenos y bienes naturales	N/A

Las vidas útiles regulatorias de los activos que se declaren en este tipo de inversiones serán las expuestas anteriormente, salvo que en la circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, o circular que la sustituya se disponga otro valor.

## ANEXO 2. CENTROS DE COSTE CONSIDERADOS EN LA RETRIBUCIÓN POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ( $OPEX_n^i$ )

CECO	CONCEPTO
B001A1	Planificación
B001A2	Inspección nuevas instalaciones
B001C1	Mantenimiento preventivo
B001C2	Mantenimiento correctivo
B001C3	Control y operación
B002A1	Contratación, gestión y facturación
B002B1	Gestión y control de acceso de terceros a la red de distribución
B003A1	Control de fraude cuando existe un contrato asociado
B003A2	Control de fraude cuando no existe un contrato asociado
B004A1	Atención al cliente presencial
B004A2	Atención al cliente no presencial
B005A1	Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información
B005A2	Telemedida y telegestión
B006A1	Ciberseguridad
B007A1	Regulación y gestión de liquidaciones de ingresos regulados
B007B1	Auditoría, gestión, consultoría y asesoría
B007B2	Representación
B007C1	Comunicación
B007D1	Gestión de aprovisionamientos
B007D2	Gestión de recursos humanos
B007D3	Control interno de gestión de riesgos
B007E1	Información financiera
B007F1	Gestión de la transparencia y protección de datos
B007H1	Ingresos por servicios y trabajos prestados
B008A1	Gestión de la calidad de los servicios de red
B009A1	Eficiencia energética
B009A2	Gestión medioambiental y sostenibilidad



**EN RELACIÓN CON EL PUNTO 2.2 DEL ORDEN DE DIA DEL PLENO DEL CONSEJO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (CNMC), DE 22 DE DICIEMBRE DE 2025, VOTO PARTICULAR EN CONTRA POR ESCRITO QUE PRESENTA EL VICEPRESIDENTE DE LA CNMC A LA PROPUESTA DE CIRCULAR POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL PERIODO REGULATORIO 2026-2031.**

A la vista de las deliberaciones, de la información trasladada por la Dirección de Energía, la Asesoría Jurídica de la CNMC y por parte de la Secretaría del Consejo a lo largo de la tramitación de la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para el periodo regulatorio 2026-2031 ([CIR/DE/006/24](#)), se traslada el presente **voto particular por escrito a la propuesta de la citada Circular presentada por la presidencia, tal como se formuló ante el Pleno del Consejo, en el que se recogerán los motivos de discrepancia con el acuerdo mayoritario de aprobación de la Circular de referencia.**

De forma previa a cualquier otra consideración, hay que señalar que la documentación comprensiva de las “notas jurídicas y nueva alternativa” de redacción de la circular de referencia que se sometió a votación del Pleno a propuesta de la presidencia, se recibió por los consejeros de la CNMC en la noche del domingo 21 de diciembre a las 20:37h, mediante correo electrónico remitido por el secretario del Consejo.

A pesar de haberse solicitado de forma expresa en el transcurso de las deliberaciones y de forma previa a la votación de la propuesta de circular presentada por la presidencia, el poder disponer de 24 horas más para poder valorar las propuestas sometidas a discusión y poder sopesar las distintas alternativas de propuestas de circular por la que se establecería la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para el periodo regulatorio 2026-2031, esta opción fue rechazada por la presidencia y la mayoría del Consejo.

Esta circunstancia, la remisión de la documentación y consideraciones jurídicas por parte del secretario del Consejo en la noche previa a la celebración del Pleno, además de la negativa de la presidencia y la mayoría del Consejo a disponer de un plazo de al menos 48 horas de puesta a disposición de los miembros del Consejo de la CNMC de la información necesaria para poder proceder a la votación de la propuesta de circular, **supone un flagrante incumplimiento de**

lo establecido en el artículo 7.1 del Reglamento de funcionamiento interno de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)., aprobado por el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en sesión celebrada el 4 de octubre de 2013, vigente.

*Artículo 7. Convocatoria.*

*1. La convocatoria para cada sesión será efectuada por la Secretaría del Consejo, por orden del Presidente, con una antelación mínima de cuarenta y ocho horas sobre la hora prevista para el inicio de la sesión y con indicación del día y lugar de celebración, así como de los asuntos a tratar. **La información sobre los temas que figuren en el orden del día estará a disposición de los miembros en igual plazo.** (la negrita es mía).*

Visto lo anterior como cuestión previa, y en primer lugar, como marco jurídico a ser considerado, esta vicepresidencia quiere señalar como elemento sustantivo de mi voto contrario a la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para el periodo regulatorio 2026-2031 (CIR/DE/006/24) que traslada la presidencia, las siguientes consideraciones de índole jurídica y formal, sin menoscabo de otras consideraciones, que con posterioridad expondré y que conllevan la **PRESENTACIÓN DE VOTO PARTICULAR por escrito**, que se sustancia según lo establecido en el artículo 11.3 del Reglamento de funcionamiento interno de la CNMC aprobado por el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en sesión celebrada el 4 de octubre de 2013, y acorde a los criterios recogidos en el artículo 19.3.c) de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, en el plazo previsto para su incorporación al texto de Circular aprobado por la mayoría del Consejo de la CNMC.

**CONSIDERACIONES:**

**Primera.** Esta vicepresidencia entiende que la no consideración de propuestas alternativas a la presentada por la Presidencia, alineadas con las consideraciones de legalidad contenidas en el Dictamen del Consejo de Estado y que hubieran ofrecido un marco regulatorio para el próximo periodo de seis (6)

años 2026-2031 de mayor estabilidad y seguridad jurídica, minimizando los riesgos de nulidad o anulabilidad de las disposiciones contenidas en la propuesta de Circular, redundan sin duda en perjuicio del conjunto del sector eléctrico español, de la industria, de la sociedad española y en especial a los consumidores y usuarios tanto empresariales como residenciales.

La propuesta de Circular finalmente aprobada por la mayoría del Pleno del Consejo de la CNMC se aparta de los criterios de legalidad expresados por el Consejo de Estado en su Dictamen preceptivo al proyecto de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para el periodo regulatorio 2026-2031 (CIR/DE/006/24), haciéndose caso omiso a observaciones consideradas como de carácter esencial a los efectos previstos en el artículo 130.3 del Reglamento Orgánico del Consejo de Estado, que reza como sigue:

*Artículo 130. Forma de los dictámenes.*

(...)

*3. Cuando el dictamen contenga observaciones y sugerencias de distinta entidad establecerá, siempre que sea posible, cuáles se consideran esenciales a efectos de que, si éstas son atendidas en su totalidad, la resolución que se dicte pueda utilizar la fórmula de acuerdo con el Consejo de Estado.*

(...)

Esta consideración, aunque se desarrollan de forma específica a continuación, se aplica a las observaciones en materia competencial recogidas en el Dictamen del Consejo de Estado al artículo 10 y a la disposición adicional cuarta, apartado 3 de la propuesta de circular aprobada, al esquema de sostenibilidad económica.

Junto a lo anterior, en lo referido al diseño de la metodología no se habrían tenido en cuenta las exigencias legales de suficiencia retributiva y rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo, en los términos del artículo 14.3 de la Ley del Sector Eléctrico, no habiéndose eliminado, a pesar de las observaciones del Consejo de Estado, aquellos aspectos que pudieran suponer una invasión de las competencias del Gobierno y que implican trasladar a los distribuidores el riesgo de nueva demanda. A esto se une la falta de justificación suficiente y clara en la memoria complementaria sobre la aplicación de los distintos parámetros y ajustes de eficiencia que permitan a las empresas cubrir los costes propios de una empresa eficiente y bien gestionada y obtener una rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo, especialmente cuando el modelo de la propuesta finalmente aprobada aplica al mismo tiempo límites a la retribución por CAPEX

y capturas de eficiencia a la retribución por OPEX, comprometiendo gravemente el adecuado desarrollo del sector en perjuicio de su operativa, del conjunto del sector económico y por ende en perjuicio de los usuarios.

Asimismo, en relación con el régimen transitorio, esta vicepresidencia, a pesar de haber planteado a lo largo de las deliberaciones del proyecto de circular, que la excepción se ampliara hasta las empresas distribuidoras de hasta cien mil clientes (100.000 clientes) o en todo caso superior a la planteada desde la presidencia, esta posición ha sido desoída por la mayoría del Consejo, lo cual me lleva considerar que la excepción finalmente aprobada planteada en la disposición transitoria cuarta es contraria a los principios de objetividad e interdicción de la arbitrariedad, no está justificada y carece de fundamento legal. A esto se no ampliar el plazo de tres (3) meses hasta el primero de octubre de 2026, para hacerlo coincidir con el devengo de la retribución de 2029

La presente consideración general, será desarrollada de forma específica en posteriores consideraciones.

**Segunda.** Esta vicepresidencia, tenida en cuenta la relevancia de la propuesta de circular a ser aprobada y vistas las observaciones del Consejo de Estado, algunas de ellas de carácter esencial, ha defendido, junto con otros miembros del Consejo, la oportunidad y necesidad de promover una nueva audiencia pública del texto de circular de forma previa a su aprobación final y posterior remisión al Boletín Oficial del Estado para su publicación.

La repercusión de la circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para el periodo regulatorio 2026-2031 (CIR/DE/006/24), en el sistema eléctrico español en tanto que marco regulatorio para el próximo periodo 2026-2031, compromete la actividad de los agentes del sector, repercute en el conjunto de usuarios, pero no se puede obviar que afecta de forma directa y decisiva al mayor o menor desarrollo económico, industrial y social de nuestro país, comprometiendo las inversiones y por tanto poniendo en riesgo la adecuada prestación del servicio a los usuarios, tanto industriales como residenciales en España.

Es por ello que desde la vicepresidencia, se ha defendido en el marco del necesario diálogo con todos los agentes del sector eléctrico, desde la generación, la distribución a los usuarios, el realizar un nuevo trámite de audiencia, que dado lo perentorio de los plazos se sugería fuese de tres días, para de este modo garantizar la publicación de la circular que definitivamente se

aprobara, con anterioridad al primero de enero de 2026, fecha de inicio del nuevo periodo regulatorio para los próximos seis años.

Esta petición, desestimada por la presidencia y la mayoría del Pleno del Consejo de la CNMC, se ve respaldada por las previsiones del artículo 30.5 y 6 del Reglamento de funcionamiento interno de la CNMC, relativo al procedimiento para la elaboración de circulares y comunicaciones, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Los citados numerales 5 y 6 del artículo 30 del Reglamento de régimen interno de la CNMC rezan como sigue:

*“5. Siempre que el Consejo considere procedente el proyecto, se cumplimentará el trámite de audiencia de acuerdo con el artículo 30.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, preferiblemente a través de la publicación del proyecto en la página web de la Comisión.*

*6. Una vez cumplidos los trámites precedentes, el proyecto de circular será sometido a aprobación final del Consejo.”*

Así las cosas, la incorporación al texto de la Circular de la observación esencial trasladada por el Consejo de Estado sobre la determinación de la retribución de referencia anual a la inversión y de la senda de inversiones sostenibles (artículo 10 y disposición adicional cuarta), más allá de estériles debates competenciales que en nada ayudan a la adecuada regulación sectorial y que perjudican gravemente al sector al situarle ante un escenario de inseguridad jurídica e inestabilidad, la competencia del Gobierno para establecer los límites a la inversión impide que la CNMC pueda establecer un límite adicional, ya que ello implicaría un vaciamiento de competencias contrario al artículo 40.1.h) de la Ley del Sector Eléctrico.

Esta conclusión, que no aparece “ex novo” sino que a esta misma conclusión llegó el Consejo de Estado, en su dictamen 942/2019, de 28 de noviembre, que declaró lo siguiente a propósito de un conflicto competencial entre el Ministerio y la CNMC que se planteó entonces en términos similares y que reproduzco:

*“[S]e ha eliminado de la norma proyectada toda referencia a la fijación por parte de la CNMC de un límite de inversiones y se han suprimido aquellas previsiones que pudieran limitar la competencia del Ministerio para aprobar los planes de inversiones. Ello es conforme con lo establecido en el régimen vigente. Pues, en efecto, de lo dispuesto en el artículo 40.1.h) de la Ley del Sector Eléctrico resulta con claridad que es competencia del Gobierno y del Ministerio para la Transición Ecológica la fijación de la*

cuantía máxima de las inversiones y la aprobación de los planes de inversiones de las empresas distribuidoras”.

Es por ello por lo que esta vicepresidencia, al igual que lo observado como esencial por el Consejo de Estado en su dictamen al texto de propuesta de circular, considera que la asunción de esta observación esencial, por si sola, ya justificaría la realización de una audiencia pública, que daría la posibilidad a los agentes del sector a presentar las alegaciones que considerasen oportunas, dada la modificación sustancial que dicha incorporación al texto supone respecto de la versión anterior de propuesta de circular conocida por el sector.

Esta vicepresidencia entiende que la negativa a considerar una audiencia pública por término de tres días que compatibilizara la excepcionalidad de los plazos de término, con el objetivo de publicación con anterioridad al 1 de enero de 2026 y la posibilidad de ofrecer al sector alegar lo que pudieran estimar por conveniente, ante la nueva redacción de la propuesta de Circular, una vez recogidas las observaciones contenidas en el Dictamen del Consejo de Estado, supone una grave falta de diálogo real con el sector, más allá de los formalismos que pudieran ser argüidos para intentar proyectar una apariencia irreal de diálogo del regulador con los agentes del sector.

**Tercera.** En relación con las observaciones esenciales del Consejo de Estado, no recogidas en la propuesta de circular elevada por la presidencia, esta vicepresidencia entiende, que la no estimación por la mayoría del Consejo de la CNMC de las observaciones consideradas como esenciales por el Consejo de Estado al proyecto de circular, supone una grave decisión que conduce al conjunto del sector a un escenario de inestabilidad e inseguridad jurídica que compromete el adecuado desarrollo del sector eléctrico en España para el próximo periodo regulatorio 2026-2031.

Así, en relación con las observaciones del Consejo de Estado de índole competencial, sobre las competencias del Gobierno y la CNMC en materia de la retribución de referencia de inversión y los planes de inversión, esta vicepresidencia comparte los criterios y observaciones del Consejo de Estado recogidos en su dictamen al proyecto de circular. A continuación, se explicita la posición de esta vicepresidencia y que justifican el voto contrario a la propuesta de Circular sometida por la presidencia a votación del Consejo.

**a) En relación con el esquema de sostenibilidad económica y suficiencia retributiva**



Esta vicepresidencia, entiende, al igual que el Consejo de Estado que la metodología propuesta incumple los principios de suficiencia retributiva (artículo 14.3 de la Ley del Sector Eléctrico) e incrementa considerablemente el riesgo de la actividad, hasta el punto de contravenir la exigencia legal de rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo (artículo 14.3 de la Ley del Sector Eléctrico) tal como ya se recogió en sendos votos particulares que se formularon en trámite previo a la remisión al Consejo de Estado que manifestaban o reservas respecto a algunos de estos límites, o respecto a que los incentivos en OPEX estarían mal diseñados al acumular factores de ajuste de eficiencia.

Quiero señalar que los riesgos de una retribución insuficiente, resultan especialmente graves para el cumplimiento de los fines de la transición energética. Además, se ha señalado que el esquema puede poner en peligro el desarrollo de zonas rurales y despobladas de España.

Aun a pesar de que la memoria complementaria que acompaña a la Circular sometida a votación pretende contestar a estas objeciones con distintos argumentos, defendiendo que el esquema de sostenibilidad económica es un instrumento indispensable para contener los costes del sistema, de modo que se asegure su sostenibilidad y se envíen señales adecuadas de precios. Esta defensa contenida en la memoria invoca el artículo 14 de la Ley del Sector Eléctrico que recoge los principios de eficiencia en la gestión y eficiencia económica (artículo 14, apartados 2 y 3 de la Ley del Sector Eléctrico) y realización de la actividad al menor coste para el sistema (artículo 14.8 de la Ley del Sector Eléctrico).

En segundo lugar, cita el artículo 14.8 bis de la Ley del Sector Eléctrico, introducido por la Ley de cambio climático y transición energética, que exige la incorporación de incentivos económicos para alcanzar objetivos como la disponibilidad de las instalaciones, la prudencia financiera y «otros objetivos». Entre estos últimos se refiere a la importancia de las redes de distribución en el proceso de transición energética y al cambio de rol del distribuidor como gestor de la red, responsable de incorporar nuevos actores y servicios de flexibilidad.

Por último, defiende que los efectos del nuevo incentivo serán reducidos en la retribución de las empresas y, por ello, considera que no se ve afectada la calificación de la actividad de distribución como de bajo riesgo.

Tal como señala el Consejo de estado, “planteado en estos términos el debate, la solución resulta ciertamente compleja, pues obliga a ponderar distintos intereses en juego, todos ellos respaldados en la ley. Ya se ha señalado que el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico consagra el principio general de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. Ello implica –como



acertadamente señala la CNMC– que los ingresos (en este caso, los peajes de acceso) deberán ser suficientes para cubrir los costes (en este caso, la retribución de las empresas de distribución), lo que a su vez obliga a hacer un análisis económico que contemple tanto el eventual incremento de ingresos (por aumento de la demanda y, en consecuencia, de la potencia conectada) como la reducción de los costes (para evitar una expansión ineficiente de la red). Como se ha señalado, la CNMC, dada su competencia técnica, es el órgano a quien corresponde hacer ese análisis a la hora de establecer la metodología retributiva de la actividad de distribución de electricidad”.

Ahora bien, efectivamente el regulador debe tener en cuenta que el suministro de energía es un servicio de interés económico general (artículo 2.2 de la Ley del Sector Eléctrico) por lo que no se puede obviar desde la responsabilidad de esta Comisión la importancia de considerar otros factores de política energética y política económica general, como la transición energética o el desarrollo rural.

#### **b) La metodología retributiva y la sostenibilidad económica y financiera del sistema.**

La metodología retributiva diseñada por este regulador debe velar por la sostenibilidad económica y financiera del sistema y, además, permitir a las empresas distribuidoras cubrir los costes propios de una empresa eficiente y bien gestionada y obtener una retribución adecuada a una empresa de bajo riesgo, de acuerdo con lo exigido por el artículo 14.3 de la Ley del Sector Eléctrico. Por otro lado, la retribución debe tener en cuenta también la situación cíclica de la economía, la demanda eléctrica y la obtención de una rentabilidad adecuada (artículo 14.4 de la Ley del Sector Eléctrico), así como el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico (artículo 14.8 de la Ley del Sector Eléctrico).

Este mandato legal impacta directamente en el esquema previsto en la Circular sometida a votación. Así las cosas:

- De acuerdo con una consolidada doctrina del Consejo de Estado, la competencia normativa de la CNMC responde a un principio de atribución expresa y, además, no es genérica, sino limitada que debe sujetarse a las previsiones del artículo 7.1, letra g), de la Ley 3/2013, de 4 de junio, en conexión con el artículo 14 de la Ley del Sector Eléctrico, atribuye a la CNMC la competencia para aprobar la «metodología de retribución» de la actividad de distribución. Esta referencia a la metodología supone que a la CNMC corresponde aprobar el sistema o procedimiento de cálculo que se empleará para determinar la retribución anual de la actividad de distribución

que se financia con cargo al sistema eléctrico. En la determinación de estas reglas, la CNMC puede –y debe– emplear incentivos, pues así lo prevé el artículo 14.8 bis de la Ley del Sector Eléctrico. Sin embargo, dichos incentivos deberán orientarse al cumplimiento de obligaciones y objetivos que tengan un fundamento legal expreso, lo cual no puede ser obviado.

- En igual sentido que el punto inmediatamente anterior, sucede con los incentivos a la reducción de pérdidas o a la mejora de la calidad del suministro (artículos 22 y 25). Ambos tienen por finalidad fomentar el cumplimiento de obligaciones impuestas a los distribuidores que tienen fundamento en la ley (así, los artículos 40 y 51 de la Ley del Sector Eléctrico) y se desarrollan en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Y así se prevé respecto del mecanismo de prudencia financiera que recoge el artículo 27 de la propuesta de Circular remitida para su dictamen al Consejo de Estado. Efectivamente este mecanismo fue introducido en la vigente Circular 6/2019, de 5 de diciembre, en respuesta a una observación del entonces Ministerio para la Transición Ecológica y sobre él se pronunció el Consejo de Estado en su dictamen 942/2019, de 28 de noviembre (emitido en relación con el proyecto de Circular 6/2019, de 5 de diciembre), precisamente a propósito de su fundamento legal.

Visto lo anterior, compartido con las observaciones del Consejo de Estado y constatado que desde la Unión Europea se está impulsando un cambio hacia un mercado eléctrico más descentralizado y flexible, no cabe desconocer que la regulación de ese modelo y, en particular, la determinación de las nuevas obligaciones que corresponda asumir a los distribuidores deberá hacerse a través de las modificaciones normativas que correspondan. Una vez establecidas tales obligaciones, podrán diseñarse los incentivos retributivos que premien o penalicen al distribuidor por la incorporación de nueva demanda o la implantación de servicios de flexibilidad en la red.

La metodología retributiva a ser establecida por este regulador podrá diseñar incentivos que promuevan una gestión eficiente de la red (artículo 14.3 de la Ley del Sector Eléctrico) o mejorar la disponibilidad de las instalaciones (artículo 14.8 bis). Lo que no cabe, en opinión de esta vicepresidencia, es crear incentivos que

no tengan un sustento legal expreso, como sucede con la incorporación de nueva demanda a la red.

Sin duda, un incentivo de esta naturaleza supondría hacer responsable al distribuidor de la incorporación de nueva demanda y, en consecuencia, de nueva potencia, con posibles consecuencias negativas para su retribución en caso de no conseguirlo. Es decir, implicaría trasladar al distribuidor una parte de lo que en el expediente se ha llamado «riesgo de demanda».

Sin embargo, no existe ninguna norma que obligue a los distribuidores a generar nueva demanda. Al contrario, precisamente por tratarse de una actividad de red que reúne las características propias de un monopolio natural, la Ley del Sector Eléctrico limita en ocasiones la capacidad del distribuidor de generar nueva demanda si ello resulta en un aumento ineficiente de costes para el sistema (por ejemplo, entre otros supuestos el del artículo 39.3 de la Ley del Sector Eléctrico).

Tampoco pueden los distribuidores discriminar entre solicitudes de conexión a la red en función de cuál sea el incremento de potencia esperado (eligiendo aquellas que impliquen una rentabilidad mayor), pues el artículo 40.1.c) de la Ley del Sector Eléctrico les obliga a «atender todas las solicitudes en condiciones de igualdad».

Incluso pueden verse obligados a asumir la titularidad de último recurso de infraestructuras que no sean rentables ni vengán acompañadas de nueva demanda, como sucede con los puntos de recarga de vehículos eléctricos para los que la iniciativa privada no haya mostrado interés (artículo 38.10 de la Ley del Sector Eléctrico) o con las instalaciones cedidas por terceros (artículo 39.3 de la Ley del Sector Eléctrico).

### **c) La distribución eléctrica es una actividad regulada y la exigencia legal de retribución adecuada a una actividad de bajo riesgo.**

La distribución de electricidad es una actividad regulada. Su condición de monopolio natural hace que no se sujete a las reglas del libre mercado, sino que se someta a una intervención regulatoria especialmente intensa, tanto en la determinación de su retribución como en la definición de su régimen jurídico. De ahí la exigencia legal de retribución adecuada a una actividad de bajo riesgo (artículo 14.3 de la Ley del Sector Eléctrico).

Esta vicepresidencia entiende que se debiera haber revisado en el texto de propuesta de circular sometido a votación el esquema de sostenibilidad para eliminar aquella parte del incentivo que condicione la retribución –aunque sea una parte pequeña– a la creación de nueva demanda, pues esta no es una obligación del distribuidor y se debiera entender que esta comisión carece de

competencia para exigirlo. Por contra, el esquema de sostenibilidad podrá incentivar actuaciones como «el aprovechamiento de la red existente» o «la mejora de los procesos de acceso y conexión», pues estas sí son obligaciones que la Ley del Sector Eléctrico impone al distribuidor (artículo 40) y el incentivo cuenta con fundamento legal expreso (artículo 14, apartados 3 y 8 bis).

Esta vicepresidencia señala que el texto de la circular sometida a votación se separa de esta observación al esquema de sostenibilidad económica calificada como de carácter esencial por el Consejo de estado, tal como recoge su dictamen a la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para el periodo regulatorio 2026-2031

Vinculado a lo anterior, añadir que esta vicepresidencia, a la vista de las exigencias legales de suficiencia retributiva y rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo (artículo 14.3 de la Ley del Sector Eléctrico), entiende que debiera haberse revisado el esquema de sostenibilidad propuesto a los efectos de eliminar todos aquellos aspectos que pudieran suponer una invasión en las competencias del Gobierno y que impliquen trasladar a los distribuidores el riesgo de nueva demanda. Además, debiera haberse justificado de forma adecuada en la memoria que la aplicación de los distintos parámetros y ajustes de eficiencia permite a las empresas cubrir los costes propios de una empresa eficiente y bien gestionada y obtener una rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo, especialmente cuando el modelo aplica al mismo tiempo límites a la retribución por CAPEX y capturas de eficiencia a la retribución por OPEX.

**Cuarta.** En relación con el Régimen transitorio la propuesta de Circular sometida a votación diseña un esquema especial para el primer semiperiodo (2026-2028) y prevé una aplicación plena a partir del segundo (2029-2031), esta vicepresidencia, como ya se ha adelantado, ha venido defendiendo la necesidad de permitir la exclusión de las empresas de menor tamaño, ampliando el ámbito subjetivo que figura en la proyectada disposición transitoria cuarta.

La disposición transitoria cuarta permite a las empresas distribuidoras con menos de 10.000 clientes conectados a sus redes «solicitar de forma motivada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que no les sea de aplicación la formulación del modelo TOTEX establecido en esta circular en el segundo semiperiodo regulatorio (retribuciones de 2029 a 2031)». En su lugar, a las empresas que lo soliciten se les aplicará lo previsto en la disposición adicional segunda para los ejercicios 2029 y 2030 y en la disposición adicional tercera para el ejercicio 2031. Para ejercer esta opción, el apartado 2 de la

disposición señala que las empresas dispondrán de un plazo de tres meses, que comenzará a computar desde la entrada en vigor de la Circular.

La excepción establecida en la disposición transitoria cuarta es contraria a los principios de objetividad e interdicción de la arbitrariedad, no está justificada y carece de fundamento legal.

Atender al principio de proporcionalidad que invoca la memoria obliga a reconocer que la normativa sectorial –europea y nacional– fija en 100.000 clientes el umbral para fijar las excepciones que se aplican a las empresas de menor tamaño. Así, resulta de los artículos 32.5 o 35.4 de la Directiva (UE) 2019/944; los artículos 12.4, 40.1.h) y la disposición transitoria cuarta de la Ley del Sector Eléctrico; o del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre. Además, la propia Circular sometida a votación fija el umbral de 100.000 clientes en su artículo 27.5 para excluir la penalización por prudencia financiera.

Esta vicepresidencia entiende que por coherencia con los principios que resultan del ordenamiento sectorial aplicable, parece a este Consejo que la CNMC debiera haber sido sensible a esta situación y haber considerado la conveniencia de elevar el umbral de la excepción hasta los 100.000 clientes.

Esta solución, sin duda, habría contribuido a alcanzar los fines señalados (permitir a las distribuidoras más pequeñas que desarrollen las capacidades técnicas y administrativas necesarias para adaptarse a un modelo avanzado de control de costes; evitar distorsiones competitivas o procesos de concentración no deseados), con un impacto que no parece excesivo a la luz de los datos que ofrece la memoria (se trataría de ampliar la excepción ya prevista al 16 % restante de las empresas de menos de 100.000 clientes), máxime cuando este umbral se encuentra dirigido a que las empresas puedan solicitar la excepción, que en todo caso deberán motivar. En ningún caso es una excepción automática como erróneamente se pudiera entender.

Además, esta vicepresidencia entiende razonable la ampliación del plazo de tres meses hasta el 1 de octubre de 2026, para hacerlo coincidir con el devengo de la retribución de 2029, puesto que sería conveniente ponderar los beneficios de la medida para permitir la adaptación de las empresas de menor tamaño, salvo que concurran otras razones que aconsejen mantener el plazo previsto, lo cual, esto último debiera haber sido motivado.

En conclusión, este vicepresidente vota en contra de la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para el periodo regulatorio 2026-2031, presentada por la presidencia para su votación y tal como se formuló ante el Pleno del Consejo anunciando voto particular por escrito en el que se recogerían

los motivos de discrepancia con el acuerdo mayoritario de aprobación de la Circular de referencia, se presenta el citado voto particular por escrito.

En Madrid, a 26 de diciembre de 2025. El Vicepresidente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Ángel García Castillejo

## **Voto particular del consejero Josep Maria Salas Prat a la Circular 8/25, de 22 de diciembre de 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 para el periodo regulatorio 2026-2031.**

### *Índice*

1. Argumento #1: Contexto y oportunidad .....	68
2. Argumento #2: Inconsistencia de la metodología TOTEX de retribución a la distribución en la versión definitiva aprobada el 22 de diciembre .....	70
3. Argumento #3: Respuesta dada al Dictamen del Consejo de Estado .	76
4. Argumento #4: En defensa del consumidor .....	87
5. Argumento #5: Discriminación entre la actividad de distribución y de Transporte .....	93
6. Conclusión .....	95
7. Anexo: Resumen del voto particular de Josep M Salas a la propuesta de Circular CIR/DE/006/24 sometida al Consejo de Estado. Se relaciona la argumentación del voto con el sentido del dictamen .....	97

El consejero Josep M Salas disiente respetuosamente de la Circular 8/25 por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica en su versión final aprobada por el pleno de



la CNMC en fecha 22 de diciembre de 2022 (“Circular de Distribución” en adelante). Se desarrolla a continuación la justificación por motivos de fondo, de forma y de oportunidad.

## 1. Argumento #1: Contexto y oportunidad

El proceso de revisión de la retribución de redes eléctricas para el próximo periodo retributivo (2026-2031) ha concluido con la publicación del conjunto de circulares que abarcan la tasa de retorno financiero, el transporte y la distribución de electricidad.

Para tener una visión completa de cómo se desarrollará el sector eléctrico los próximos seis años se hace necesaria la visión del conjunto de las circulares aprobadas, así como el análisis pormenorizado de cada una de ellas.

De manera sintética, los retos que tenemos planteados como sociedad en materia energética se podrían resumir en posibilitar un desarrollo social y económico reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub>. Y se trata de lograrlo de manera coste-efectiva para el consumidor, por lo que es necesario dar señales regulatorias que promuevan la eficiencia en el uso de las redes y entender que la energía no solo implica seguridad de suministro, sino que hoy en día es un elemento esencial de la **seguridad nacional**. Por ello, también se debe atender esta nueva dimensión.

Para este cometido, que trasciende al tradicional trilema energético, las redes eléctricas desarrollan un papel esencial. No solo por conectar físicamente a la generación y la demanda, sino para garantizar el funcionamiento y desarrollo de la sociedad. Por este motivo se debe leer bien el momento crucial que vivimos y entender que no solo estamos regulando el período 2026-2031, sino que estamos poniendo las bases para el desarrollo económico del país la próxima década en un contexto global incierto y una competencia creciente para la captación de actividad económica, especialmente industrial, con los países de nuestro entorno inmediato.

Para no repetir los argumentos expresados de manera extensa en el voto particular que emití en el momento procesal de someter la segunda propuesta de circular al trámite del Consejo de Estado<sup>1</sup> (en adelante *Voto a la versión al CdE*) -y del que adjunto un resumen en el anexo a este voto particular-, solo destacar el hecho de que hoy, en España, **el derecho de acceso del consumidor al servicio esencial**

---

<sup>1</sup> <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336640.pdf>

**eléctrico está comprometido.** A esta situación, sin precedentes en la historia reciente, se le añade un momento clave de incorporación de nueva demanda eléctrica (desarrollo de industria actual y futura, nuevas demandas, electrificación de la movilidad y otros consumos finales no eléctricos, nuevos desarrollos urbanísticos, entre otros) que nos interpela. Afrontamos, por tanto, **un periodo expansivo del sector eléctrico** en el que la senda creciente de las inversiones y de la nueva demanda aportan un escenario de sostenibilidad financiera. Análogamente, el escenario de mayor riesgo económico para el consumidor se dará si se produce un desajuste entre una senda intensiva de inversión a la vez que un retraso o reducción del incremento de demanda previsible. Esta eventualidad podría ser fácilmente detectada con el seguimiento de los indicadores del sector eléctrico y corregida durante el proceso de aprobación de los planes anuales de inversión de las redes de distribución.

El contexto mencionado hace especialmente relevante atender **al mandato esencial que tiene el regulador: aportar la seguridad y certidumbre jurídica necesaria para que se desarrollen las inversiones necesarias, que éstas sean eficientes y que se contenga el coste que los consumidores pagamos por la conexión y el uso de las redes.**

Son estos, y no otros intereses particulares o coyunturales, los criterios con los que guiar el proceso de construcción normativa y evaluar su resultado. Es decir, es pertinente preguntarse en qué medida el conjunto de circulares aprobadas contribuyen a que se desarrollen las inversiones, que sean eficientes y que se proteja al consumidor.

Un **primer motivo**, contextual, **del voto discrepante** que se desarrolla en el presente texto se basa, justamente, en la convicción que **el conjunto de circulares aprobadas nos aleja de este mandato.** Una oportunidad perdida para el próximo ciclo retributivo, de la que el Regulador es responsable último, atendiendo a cómo se ha gestionado el proceso y al resultado de este:

- Nos alejamos de un marco de confianza entre agentes que aporte un escenario favorable a promover las inversiones.
- Se introducen riesgos jurídicos de carácter procedimental y de encaje legal, atendiendo a la respuesta dada al dictamen del Consejo de Estado.
- Se desatiende la necesidad de velar por el consumidor, no priorizando la garantía del derecho de acceso, limitándole el derecho de convertirse en un agente activo en el sistema eléctrico descentralizado e impactándole de manera negativa en términos económicos.

- Falta de congruencia interna de la circular de metodología de retribución a la actividad de distribución, al anunciar un modelo TOTEX, pero alejarse en su articulado de este modelo hasta tal punto que se ha desnaturalizado casi por completo.
- Se introduce un marcado sesgo de CAPEX que retrasará y ralentizará la digitalización orientada a la operación eficiente de las redes de distribución, a los nuevos roles del distribuidor (Código de Red de Respuesta de la Demanda) y comprometiendo las obligaciones legales.
- Insuficiencia de incentivos para una promoción efectiva de la flexibilidad de la demanda y para un mayor aprovechamiento de las redes actuales con accesos flexibles, entre otras medidas.
- Se da un trato diferencial entre el modelo de las actividades de redes de distribución y de transporte, lo que implica un riesgo dispar que no se ve reflejado en la circular de tasa de retorno financiero (parámetro beta) lo que genera una distorsión por decisión regulatoria.

Es particularmente relevante destacar que, desde mi punto de vista y experiencia, durante el proceso de elaboración de la norma no se ha estado tan lejos de lograr una solución que hubiese permitido lograr un mejor resultado. Como ejemplo, si se hubiesen atendido a las reflexiones manifestadas en los votos particulares emitidos a la versión del CdE. Observaciones y propuestas leales a favor de un desarrollo eficiente del sector que redunde, en última instancia, en beneficio del consumidor. En el Anexo que resume el voto particular se indica la correspondencia entre las propuestas planteadas y el dictamen del CdE.

## 2. Argumento #2: Inconsistencia de la metodología TOTEX de retribución a la distribución en la versión definitiva aprobada el 22 de diciembre

Para entender el articulado final de la Circular publicada, es interesante reflexionar sobre el proceso seguido y sus impactos en el texto. El articulado final no ha sido tanto fruto de la reflexión y de la maduración de los criterios técnicos, con un debate en busca de consensos y complicidades internas y externas, sino que más bien se ha ido modelando de manera reactiva a los impactos durante el procedimiento a los que se ha tenido que atender (con muy poco tiempo de reacción para elaborar tanto la versión #2 como, sobre todo, la final). A modo de resumen:

Fecha	Procedimiento	Impacto
Julio	Versión #1 de la circular sometida al primer trámite de audiencia (4 de julio)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Propuesta con coherencia interna.</li> <li>- Modelo TOTEX en el segundo semiperiodo (senda con CAPEX de referencia y captura de eficiencias conjunta de CAPEX y OPEX).</li> <li>- Retribución vinculada a incremento de potencia contratada.</li> <li>- Senda IHS para definir la senda de inversiones</li> <li>- Capturas de eficiencia de operación del 60% sobre el dato de rentabilidad media del sector del 36,65% en base a los años, 2020, 21 y 22.</li> <li>- Incentivos de calidad y pérdidas (suma cero)</li> </ul>
Sept.	Análisis de las alegaciones a la versión #1 (trámite finalizado el 7 de agosto)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sustituir el IHS por la referencia del PIB. Concretamente, un 80% del 0,13% PIB.</li> <li>- Se desestima incorporar el coste de reposición de activos en el IHS.</li> <li>- Se corrige el error material de la rentabilidad histórica del periodo 2020-22 de la operación. No es 36,65% sino 21,99% (valor sobre el que continúa aplicándose un reparto de márgenes).</li> </ul>
	Propuesta de RD por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica <sup>2</sup> (12 de septiembre)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incremento de límites de inversión: Sobre los límites anuales actuales (porcentaje sobre el PIB), se habilita la posibilidad de incrementarlos mediante orden ministerial, destinando ese incremento a inversiones concretas (por ejemplo, descarbonización, digitalización, control de tensión, telecontrol).</li> <li>- Incrementos adicionales anuales (1.540 M€ para distribución y estimados en el 62%).</li> <li>- Integración de instalaciones existentes: Se facilita la incorporación de instalaciones ya en servicio a la red, siempre que suponga un beneficio económico y medioambiental. Solo el 50% de la inversión en estas instalaciones computa para el límite.</li> <li>- Planes de inversión: se define contenido y formato, criterios de aprobación y publicidad.</li> </ul>
Oct.	Informe del Ministerio (10 de octubre)	Hace referencia a cuestiones clave, vincular inversión a planificación, medir el incremento de demanda con derechos de extensión (no con potencia contratada), un factor <i>k ex ante</i> y único, revisar capturas aditivas de eficiencia en OPEX

<sup>2</sup> <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2025/detalle-participacion-publica-k-778.html>

		para lograr un reparto equitativo a final del periodo, incorporar la reposición de activos en el RAB, orientar inversiones a la flexibilidad, problemas competenciales (planificación y límites de inversión), incentivo a gestión administrativa, inversiones anticipatorias sin riesgo, no penalizar las zonas rurales, considerar las líneas soterradas, 10% subvenciones nacionales, proyectos piloto.
	Versión #2 de la circular sometida al Consejo de Estado (29 de octubre)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se mantiene el modelo TOTEX con captura de eficiencias a la suma de (CAPEX+OPEX).</li> <li>- CAPEX de referencia en función de una senda</li> <li>- Cambio de potencia contratada a derechos de extensión para medir el incremento de demanda.</li> <li>- Cambio de la k (ahora <i>ex ante</i> y única)</li> <li>- Se corrige ligeramente la captura inicial de eficiencias del OPEX del periodo anterior (del 60 al 50%) y se corrige el error material.</li> <li>- Se mantiene posicionamiento sobre aspectos competenciales en la planificación.</li> <li>- Referencia <i>ex ante</i> del incentivo de pérdidas sustituyendo el mecanismo de suma cero por la incorporación de una limitación sectorial.</li> </ul>
Dic.	Dictamen del Consejo de Estado (17 de diciembre)	Cuatro observaciones (2 de ellas esenciales). Ver apartado siguiente para mayor detalle.
	Versión #3 de la circular sometida al Consejo de la CNMC para su aprobación final (21 de diciembre)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elimina el límite del IS para inversiones sin riesgo (<math>0,80 \cdot 0,13</math> PIB) y pasa al 0,13% PIB</li> <li>- Retribuye CAPEX a costes auditados.</li> <li>- Elimina el límite del 3% del máximo del TOTEX reconocido sobre el valor de la Ref TOTEX</li> <li>- Elimina el límite del 30% a las inversiones que no van acompañadas de demanda del futuro RD de nuevos límites de inversión</li> <li>- Mantiene el “riesgo de demanda” (retribución ligada a potencia), si el nuevo RD -en trámite- habilita inversiones vinculadas a demanda.</li> <li>- Mantiene la captura acumulada de OPEX y el cálculo en base a los años 2020-22</li> <li>- Se mantiene el umbral de excepción de las distribuidoras de 10.000 clientes, otorgando un mayor plazo para acogerse a la excepción.</li> </ul>
	Aprobación final (22 de diciembre)	- Sin cambios respecto la versión del día 21 de diciembre.

		- Se añade memoria complementaria en respuesta al Dictamen del Consejo de Estado.
--	--	---

En resumen, si bien se mantiene declarativamente una transición a modelo TOTEX, los aspectos más destacados que formaban parte del núcleo de esta metodología, y que se contemplaban en la primera propuesta, han decaído:

- Se retira del articulado el mecanismo de sostenibilidad (senda de CAPEX y parámetro k) en las inversiones hasta el 0,13% del PIB (se mantiene para las incrementales en caso de que lo habilite el redactado final del RD de planes de inversión y límites. Provisión esta última que no sigue la observación esencial del Consejo de Estado por falta de fundamento legal expreso, por lo que hay dudas más que razonables que se modifique).
- Se valida un reconocimiento de activos a costes auditados (contrario a la metodología TOTEX)
- Se intensifica un sesgo de CAPEX al penalizar las eficiencias en Operación y Mantenimiento y desacoplar el IRM de la suma de (CAPEX más OPEX).
- Se modifican límites que fundamentaban la metodología inicial (acogiéndose a la observación esencial del Consejo de Estado).

La mayor parte de estas cuestiones se habrían podido anticipar, logrando una interacción institucional más coordinada y constructiva y mayor consenso. Esta afirmación la realicé en la sesión de aprobación de la primera versión que se sometió a trámite de audiencia y así consta en el acta del pleno de 2 de julio:

*[Se reproduce a continuación un extracto del literal del punto 6 que consta en acta de la sesión del 2 de julio de 2025 que recoge mi posición particular en el momento procesal de aprobar la primera versión de la circular para someterse a trámite de audiencia. Subrayados y negritas se han añadido en este momento para dar mayor énfasis a efectos del presente voto particular]*

#### **6. Descoordinación institucional.**

*El reparto competencial establecido -entre otros, por la LSE y el RDL 1/2019- determina, entre otros, que corresponde al Regulador la fijación de la TRF, así como la metodología de retribución. Por su parte, compete al Ministerio la definición del límite de inversión en redes, la duración del período de vigencia de la TRF (ya sea invariable o revisable) y, con carácter potestativo, la emisión de orientaciones de política energética aplicables a las distintas circulares, así como la planificación y la política energética.*

*El reparto competencial y la independencia de los distintos órganos nos es óbice para exigir, como sociedad, una reflexión de conjunto que permita lograr un óptimo en el*

*desarrollo de las redes energéticas en España con máxima eficiencia para el consumidor y máxima estabilidad regulatoria sin generar distorsiones entre agentes.*

*Dicho esto, y entrando en la circular de metodología propiamente, la situación en el momento de tomar la decisión [julio 2025] de llevar a trámite de audiencia la circular de metodología de retribución y la de la tasa de retorno financiero es que solo se dispone de orientaciones de política energética para la TRF. No tenemos información sobre si evolucionará el límite de inversiones y en qué sentido, ni tampoco en un escenario corregido con valores reales a 2025 de los objetivos de demanda a 2030 que hubiesen ayudado al regulador a una mejor previsión.*

*La implicación práctica es que el Regulador debe tomar las decisiones que le competen con interrogantes no resueltos de alto impacto en ambas circulares. Por ejemplo, estamos considerando unos niveles de inversión incremental en redes del PNIEC que superan en casi 2,5 veces el límite vigente de inversiones permitido normativamente. La cifra de inversiones que se considere, así como su reparto a lo largo del período (incluso considerando, que debido al criterio N-2, ya se conoce el nivel de inversión del año 2024, 25 y la prevista en los planes aprobados para el 2026) es importante porque determina no solo el propio valor de la TRF de acuerdo con la metodología que ha salido a trámite, sino también aspectos claves de la metodología de retribución (inversiones incrementales fuera del rango permitido en estos momentos normativamente) y la evaluación del impacto económico en los peajes que deberán asumir los consumidores.*

*Esta situación [interrogantes no resueltos] redundará en una menor precisión de la metodología para lograr los objetivos regulatorios, en una menor seguridad jurídica y en un mayor riesgo durante el procedimiento de tramitación y aprobación de las circulares al no conocer los agentes las implicaciones eventuales que las Orientaciones pudiesen aportar y que ahora se conocerán solo con el trámite de emisión de informe por parte del Ministerio. Cabe recordar que será durante este momento procesal (trámite de audiencia pública) que la norma (RDL 1/2019) habilita la convocatoria de la Comisión de Cooperación para aquellas circulares que no tienen orientaciones de política energética. Es además posible que, en un futuro, a corto plazo, se concrete normativamente sobre aspectos como el límite de inversión en redes para zanjar la actual contradicción entre la norma y el PNIEC (ambos de competencia ministerial).*

*A resultas de esta situación, es plausible que se produzcan cambios sustanciales: ¿cuál será el límite de inversiones? ¿éste será por año, por periodo? ¿se cuestionará el cumplimiento de las orientaciones en la circular de la TRF? ¿aparecerán valoraciones divergentes con la circular de metodología de retribución (en el informe durante el trámite de audiencia)? ... **La resolución de estas cuestiones podría debilitar el procedimiento de aprobación de las circulares, ya sea abriendo la posibilidad de recurso por parte de los agentes, o bien obligando a un nuevo trámite de audiencia que comprometiese los plazos de aprobación (antes del 31 de diciembre de 2025).***

***Dado que esta situación es conocida, se desea dejar constancia de que ha sido reiteradamente manifestada por este consejero, y no exclusivamente en las reuniones mantenidas desde, al menos, diciembre de 2024, (por escrito en dos ocasiones) que el***



**Consejo deliberase sobre la conveniencia de instar al Ministerio a la convocatoria de la Comisión de Cooperación antes del trámite de audiencia.**

*A la vista del resultado [salir a trámite sin tener resueltos estos interrogantes clave], se pone de manifiesto la imposibilidad para haber logrado una coordinación efectiva, desde las respectivas competencias, que redundase en un resultado normativo más adecuado tanto para los operadores como para los consumidores, a quién se debe la administración pública y sus distintos organismos. Es posible que esta armonización se produzca de manera forzada en pleno trámite de audiencia -o a su conclusión-, situación a todes luces que debería haberse anticipado por economía procedimental y seguridad jurídica.*

Como conclusión de la Argumentación #2, el voto discrepante se fundamenta por no haber anticipado la complejidad del proceso, no haber atendido al fondo de las cuestiones que lealmente se han planteado desde hace meses (entre otros, las mías propias) y haber adoptado decisiones relevantes en la circular para adaptarse a la propuesta de RD de redes, al informe del Ministerio y, en última instancia, al dictamen del Consejo de Estado sin considerar en qué medida estas modificaciones sucesivas rompían la coherencia interna de la circular respecto de sus objetivos iniciales -que se dice mantener en la memoria final- en aras de una buena técnica regulatoria.

De esta manera, en las distintas versiones de la circular se ha ido perdiendo coherencia interna. Tanto es así que emerge la cuestión, desde la perspectiva de la buena práctica regulatoria, de si la Circular aprobada mantiene su sentido último de evolucionar a un modelo TOTEX eficaz y eficiente al encontrar, a mi criterio, inconsistencias entre la parte declarativa de la memoria y el articulado.

Si todos estos elementos fundamentales, estructurales, esenciales (modelo TOTEX en base a un reparto de eficiencias sobre la suma de CAPEX más OPEX, evitar sesgo de CAPEX, mecanismo de sostenibilidad...) se han eliminado, cabe preguntarse si eran realmente necesarios. Y si lo eran, como se defiende, por ejemplo, en la memoria de la primera versión y sucesivas, ¿qué señales regulatorias da la circular después de eliminarlos?

Un **segundo motivo del voto discrepante** se basa en el hecho de que la **transformación del articulado de la Circular forzada en el último momento (a la que solo cabía haberse anticipado, como se advirtió en julio, instando, por ejemplo, a la convocatoria de la Comisión de Cooperación) desnaturaliza la filosofía de una metodología de retribución TOTEX y nos aleja de los objetivos últimos del mandato que tiene el regulador**, los ya citados de favorecer un marco estable que permita desarrollar las inversiones, que estas sean eficientes y que se contenga el impacto económico en el consumidor.

## 3. Argumento #3: Respuesta dada al Dictamen del Consejo de Estado<sup>3</sup>.

### 3.1. Elementos clave del Dictamen

Se resume a continuación los aspectos clave del dictamen 1.179/2025, emitido el 17 de diciembre, por el Consejo de Estado sobre la propuesta de Circular de la CNMC por la que se establece la metodología de la retribución a la distribución:

1. La opción por la nueva metodología TOTEX está debidamente justificada y responde a las atribuciones de la CNMC, por lo que no cabe oponer ningún reparo al modelo (página 59).
2. El establecimiento de un límite a las inversiones retribuidas con cargo al sistema excede de las competencias atribuidas a la CNMC e invade las atribuciones de planificación atribuidas al Gobierno por la Ley del Sector Eléctrico (página 63). Esta observación se formula con carácter esencial (a los efectos previstos en el artículo 130.3 del Reglamento Orgánico del Consejo de Estado<sup>4</sup>) y se refiere a la regulación de la senda de inversión sostenible (IS), prevista en el artículo 10 y en la disposición adicional cuarta, apartado 3, del proyecto de circular, por ser contraria al artículo 40.1.h) de la Ley del Sector Eléctrico en cuanto supone una invasión de competencias [al definir una retribución de referencia de inversión].
3. Sobre la aprobación del contenido y formato para la presentación y seguimiento de los planes de inversión (artículo 19), el Consejo de Estado no aprecia ninguna invasión competencial.
4. Respecto el esquema de sostenibilidad económica, el Consejo de Estado se pronuncia sobre la previsión de los incrementos de potencia asociados a la nueva demanda como un factor que influye en determinar la retribución (Observación esencial). Concretamente argumenta que es una suerte de incentivo para incrementar demanda a red (página 77) que no dispone de sustento legal expreso (...) e implicaría trasladar al distribuidor una parte del “riesgo de la demanda”. Y prosigue (página 78) que, a juicio del Consejo de Estado, se debe revisar el esquema de sostenibilidad para eliminar aquella

---

<sup>3</sup> <https://www.consejo-estado.es/actividad/dictamenes/>

<sup>4</sup> Artículo 130. Forma de los dictámenes. (...) 3. Cuando el dictamen contenga observaciones y sugerencias de distinta entidad establecerá, siempre que sea posible, cuáles se consideran esenciales a efectos de que, si éstas son atendidas en su totalidad, la resolución que se dicte pueda utilizar la fórmula de acuerdo con el Consejo de Estado. <https://www.boe.es/eli/es/rd/1980/07/18/1674/con>

- parte del incentivo que condiciona la retribución -aunque sea una parte pequeña- a la creación de nueva demanda, pues esta no es una obligación del distribuidor y la CNMC carece de competencia para exigirlo.
5. Habilita, sin embargo, en la misma observación anterior, que el esquema de sostenibilidad podrá incentivar actuaciones como “el aprovechamiento de la red existente” o “la mejora de los procesos de acceso y conexión”, pues estas sí son obligaciones que la Ley del Sector Eléctrico impone al distribuidor (artículo 40) y el incentivo cuenta con fundamento legal expreso (artículo 14, apartados 3 y 8 bis).
  6. Sobre la exigencia legal de suficiencia retributiva y rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo (artículo 14.3 de la LSE) y concretamente en cuanto a la captura de eficiencias en OPEX, el Consejo de Estado no se pronuncia sobre si son excesivos o no; pero sí exige justificar con datos que la aplicación conjunta del factor de ajuste (FA), el incentivo de reparto de márgenes (IRM) y el límite a la retribución por TOTEX (LR) permitirá obtener una retribución “que continua siendo superior a los costes” así como justificar las razones por las que los datos considerados en el análisis, referidos a las retribuciones de los años 2020 a 2022 vayan a mantener valores similares en el nuevo periodo regulatorio (página 80).
  7. Finalmente, sobre el periodo transitorio, el Consejo de Estado estima que el proyecto de Circular debería reconsiderar la posibilidad de elevar el umbral de la excepción hasta las empresas de menos de 100.000 clientes (página 83) y estima que sería conveniente ponderar los beneficios de ampliar el plazo de tres meses para la presentación de la solicitud (página 84).

### 3.2. Escenarios posibles de respuesta

El dictamen emitido por el Consejo de Estado se resume en cuatro observaciones, dos de ellas esenciales. Las observaciones “esenciales” son aquellas que deberán ser atendidas a efectos de que se pueda utilizar la fórmula “de acuerdo con el Consejo de Estado” en la norma o disposición de que se trate; si no se atienden esas observaciones esenciales, se deberá utilizar la fórmula de “oído el Consejo de Estado”. Por su parte, las observaciones “no esenciales” son también observaciones de carácter jurídico que tienen que ser atendidas, ya que se refieren a aspectos de legalidad de la norma jurídica a pesar de que, por su relevancia global o por el contexto, no se consideran por el Consejo de Estado de igual relevancia que las esenciales.

Por ello, todas alegaciones del Consejo de Estado (independientemente de su naturaleza esencial o no) son de carácter jurídico y afectan a la legalidad de la Circular y, si bien no son vinculantes, han de ser tenidas en cuenta por la CNMC.

Por tanto, los escenarios posibles para dar respuesta al dictamen, en el plano teórico, se pueden resumir en tres categorías:

1. Dar por oído el dictamen y proceder a aprobar la Circular en los términos que fue sometida, es decir, sin atender ninguna observación. Esta opción, debilitaría la circular en una eventual revisión jurisdiccional si los agentes afectados alegasen falta de encaje legal -siguiendo la argumentación del dictamen-, pero no sería necesario ningún nuevo trámite de audiencia al no haberse modificado el texto y se mantendría cierta consistencia interna en aspectos como los límites, la vinculación de la retribución al incremento de demanda o el reparto de márgenes a la suma de CAPEX más OPEX.
2. En el otro extremo, se podría, en base al principio de realidad, que solo queda la opción de aplicar el artículo 14.4 de la LSE<sup>5</sup> por el que se da prórroga a la actual metodología para el siguiente período, sin ninguna modificación. Esta opción se ajusta a Ley, no contradice el dictamen y no requiere de ningún nuevo trámite de audiencia, por lo que es una opción jurídicamente robusta.
3. Buscar una solución intermedia en base a una respuesta particular a cada una de las cuatro observaciones. Esta solución puede constituir un nuevo proyecto normativo de Circular y por analogía al procedimiento seguido hasta el momento, debería ser sometido nuevamente a consulta pública y, eventualmente, a un nuevo dictamen preceptivo del Consejo de Estado.

Es sin duda una situación compleja para el regulador atendiendo a la fecha límite de publicación en el BOE de la nueva circular (31 de diciembre) acorde con el precepto de la Ley del Sector Eléctrico. Es evidente para este consejero que sin esta limitación temporal la respuesta al dictamen por parte del regulador se adentraría en la opción tres: promover un nuevo redactado para salvar la consistencia de la circular y, posteriormente, un nuevo trámite de audiencia sobre la nueva versión y,

---

<sup>5</sup> Artículo 14. Retribución de las actividades. (...) 4. Los parámetros de retribución de las actividades de (...) distribución (...) se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años (...) Estos parámetros retributivos podrán revisarse para cada periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión antes del comienzo del periodo regulatorio se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente. <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24/con>

en caso necesario, someterse a un nuevo dictamen preceptivo del CdE para garantizar, de esta manera, la seguridad jurídica del procedimiento seguido.

Sin embargo, la limitación existe y es irreversible. Solo un eventual trámite de audiencia de hasta 3 días permitiría llegar al día 31 de diciembre con la circular aprobada y publicada en el BOE. Este trámite sería, sin embargo, inferior al mínimo de 5 días<sup>6</sup> que prevé la norma, además de no poder someterse a un nuevo dictamen del Consejo de Estado por falta de tiempo material, en caso de que fuese necesario al no haber atendido alguna de las observaciones formuladas.

**Es este marco teórico, en el que hay que valorar formalmente el ajuste a la legalidad de la resolución adoptada en sede de pleno el día 22 de diciembre.**

La decisión tomada, sin entrar en este momento en la argumentación de fondo, está enmarcada en la opción 3: se ha decidido una adaptación parcial de la Circular en base a las observaciones del dictamen y sin nuevo trámite de audiencia.

Aparece pues, una vulnerabilidad jurídica que, en caso de que se recurra, deberá resolver el órgano jurisdiccional y que versará, entre otros, en la intensidad de los cambios adoptados. ¿Son suficientes para revertir la falta de encaje legal que indica el Consejo de Estado? ¿implican que la circular resultante que incorpora estos cambios es un nuevo proyecto normativo -y que, por tanto, debería someterse de nuevo a trámite de audiencia -conforme al artículo 133 LPACAP-? Y, en caso de que los cambios finalmente incorporados sean fundamentales ¿es preceptivo un nuevo dictamen del Consejo de Estado-conforme al artículo 22 de la LOCE-?

### 3.3. Respuesta a las observaciones del Consejo de Estado

Como se justifica en la memoria complementaria<sup>7</sup>, se resume a continuación las modificaciones incorporadas en el texto de la Circular:

1. Sobre la senda de inversión y la determinación de la retribución de referencia anual (la primera observación esencial) se acoge el dictamen y se procede a revisar la senda de inversiones sostenibles que figura en el artículo 10 y en la D.A. 4ª, eliminando todas aquellas previsiones que pudieran suponer introducir un límite adicional al establecido por el Gobierno:

---

<sup>6</sup> Ley 39/2015 Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Artículo 33.

<sup>7</sup> <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336131.pdf>

- El límite del IS ( $0,80 \times 0,13$  PIB): se retribuye sin riesgo el 0,13% PIB.
  - El límite del 3% del máximo del TOTEX reconocido sobre el valor de la referencia “Ref TOTEX”.
  - El límite del 30% a las inversiones sin riesgo de demanda (definidas en el RD en tramitación), reconociéndolas como IS.
2. Sobre el esquema de sostenibilidad económica (segunda observación esencial) se mantiene una senda ligada a potencia, si así lo contempla el nuevo RD sobre límites y planes de inversión, en los mismos términos que estaban previstos (como el parámetro “k”).
- Atendiendo al texto del RD actualmente en tramitación se podría incrementar el límite máximo de inversión anual en la red de distribución en 1.540 millones de euros anuales. De esta cifra, un 70% se retribuiría si la empresa distribuidora hubiera otorgado un mínimo del 75% de los permisos de acceso para estas inversiones. Esta provisión de la norma, sin embargo, es hoy provisional por estar en tramitación y pendiente de incorporar la observación del Consejo de Estado respecto que carece de fundamento legal expreso.
- Se mantiene, por tanto, el incentivo de demanda para más de 1.000 M€ de inversión anual (pendiente de los términos del redactado final del RD).
3. No se hace ninguna provisión en la Circular respecto la opción que habilita expresamente el Consejo de Estado respecto a la incorporación de incentivos para “el aprovechamiento de la red existente” o “la mejora de los procesos de acceso y conexión”.
4. Respecto la observación (no esencial) por la que se debe justificar en la memoria que la aplicación de los parámetros y ajustes de eficiencia permite a las empresas cubrir los costes propios de una empresa eficiente y bien gestionada y obtener una rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo, lo cierto es que en la memoria complementaria se han introducido unos pocos párrafos (página 26 de la memoria) con consideraciones puramente teóricas sobre la racionalidad del reparto de eficiencias de OPEX, sin proporcionar datos adicionales reclamados por el Consejo de Estado ni se contestan las alegaciones ni los votos particulares que hemos emitido dos consejeros sobre esta cuestión.
5. Finalmente, sobre la observación (no esencial) relativa al umbral de excepción de las pequeñas distribuidoras, se ignora la observación por la que se indica que debería subirse de 10.000 a 100.000 clientes y se atiende

exclusivamente a la ampliación de plazo desde 3 meses hasta el 1 de octubre de 2026.

En resumen, a criterio de este consejero, una vez analizado el contenido descrito anteriormente, y en sentido estricto, se podría concluir que se ha adoptado solo una observación esencial, la primera; respecto la segunda observación esencial, esta se desatiende en lo sustancial al mantener la misma ilegalidad que apunta el dictamen del Consejo de Estado, pero reformulando el volumen de inversión al que aplica (pendiente del texto normativo que finalmente recoja el RD de redes); además se pierde la oportunidad de contemplar, condicionado a un desarrollo normativo posterior, un incentivo para dar respuesta inmediata a la falta de acceso a las redes (tanto por aspectos técnicos “mayor aprovechamiento de la red existente” como de gestión “mejora de los procesos de acceso y conexión”); la tercera observación no se ha acogido en los términos que el dictamen insta, ni se ha dado respuesta a los votos particulares que se emitieron en el trámite de envío de la Circular al Consejo de Estado; y la cuarta observación no esencial no se ha acogido, más que en un aspecto secundario.

### 3.4. Fundamentos jurídicos que se deben considerar

#### **Primero. Sobre la vulneración del artículo 133 LPACAP por ausencia de reiteración de la consulta pública**

El artículo 133 de la Ley 39/2015 impone la obligación de articular un procedimiento participativo real y efectivo en la elaboración de disposiciones generales. Conforme a la doctrina consolidada del Tribunal Supremo, dicho trámite debe recaer sobre el texto normativo que efectivamente se pretende aprobar, no sobre versiones preliminares sustancialmente alteradas con posterioridad.

Cuando, tras el dictamen del Consejo de Estado, el proyecto normativo de Circular es objeto de modificaciones sustanciales, la consulta pública inicial queda ya no es jurídicamente suficiente, resultando obligado su reiteración. Así lo establece reiteradamente la jurisprudencia (STS de 13 de octubre de 2016<sup>8</sup>; STS de 22 de mayo de 2019<sup>9</sup>), que vincula directamente la efectividad del derecho de participación con la identidad sustancial entre el texto consultado y el texto aprobado.

---

<sup>8</sup> Sentencia del Tribunal Supremo de 13 de octubre de 2016 (rec. 2154/2015) “Cuando el texto finalmente aprobado difiere sustancialmente del sometido a audiencia e información pública, el trámite debe reiterarse, pues lo contrario vaciaría de contenido el derecho de participación”

<sup>9</sup> STS de 22 de mayo de 2019 (rec. 3805/2017) “La introducción de modificaciones sustanciales en el proyecto normativo exige la repetición de los trámites participativos, ya que estos han de recaer sobre el texto que efectivamente se pretende aprobar”.



## **Segundo. Sobre el carácter sustancial de las modificaciones introducidas**

La Sala Tercera del Tribunal Supremo ha delimitado con claridad el concepto de modificación sustancial, identificándolo con aquellas alteraciones que afectan al objeto, estructura, régimen jurídico o equilibrio de intereses de la disposición. Tales modificaciones no pueden calificarse como meramente técnicas o accesorias, sino que configuran un nuevo proyecto normativo, que exige la reiteración de los trámites esenciales del procedimiento de elaboración (STS de 3 de diciembre de 2014<sup>10</sup>; STS de 18 de julio de 2018<sup>11</sup>).

Las objeciones calificadas como esenciales por el Consejo de Estado, por su propia naturaleza, inciden necesariamente en elementos nucleares de la regulación, pues se refieren a vicios que condicionan la validez jurídica de la norma. En consecuencia, las modificaciones introducidas para atender dichas objeciones deben calificarse jurídicamente como sustanciales.

## **Tercero. Sobre la naturaleza jurídica de las objeciones esenciales del Consejo de Estado y su conversión necesaria en modificaciones sustanciales**

Las objeciones calificadas como esenciales por el Consejo de Estado poseen un significado jurídico cualificado y no meramente retórico e implican que, en los términos inicialmente propuestos, el proyecto normativo de Circular no puede ser válidamente aprobado, al apreciarse un vicio grave que afecta a su cobertura legal, adecuación constitucional, competencia del órgano proponente o coherencia con el sistema normativo vigente.

La jurisprudencia ha declarado de forma expresa como modificaciones sustanciales aquellas que inciden en los elementos nucleares de la regulación alterando su sentido o alcance (STS de 18 de julio de 2018<sup>12</sup>). Deberá valorarse si la corrección de una objeción esencial del CdE para lograr validez jurídica de la norma

---

<sup>10</sup> STS de 3 de diciembre de 2014 (rec. 4063/2012) “No cabe prescindir de los trámites esenciales cuando las modificaciones introducidas no son meramente formales o técnicas, sino que alteran sustancialmente el contenido de la disposición”.

<sup>11</sup> STS de 18 de julio de 2018 (rec. 251/2017) “La reiteración del procedimiento resulta obligada cuando el texto final aprobado presenta diferencias sustanciales respecto del inicialmente sometido a participación”.

<sup>12</sup> Supremo de 18 de julio de 2018 (rec. 251/2017) “Son sustanciales las modificaciones que inciden en los elementos nucleares de la regulación, alterando su sentido, alcance o efectos jurídicos”.

implica modificar total o parcialmente su contenido esencial e incide en alguno de dichos elementos nucleares (STS de 16 de noviembre de 2011<sup>13</sup>).

#### **Cuarto. Sobre el carácter preceptivo del dictamen del Consejo de Estado y la necesidad de un nuevo dictamen cuando se modifica sustancialmente el texto (art. 22 LOCE)**

El artículo 22 de la Ley Orgánica 3/1980<sup>14</sup> establece el carácter preceptivo de su dictamen en los proyectos de disposiciones generales en los supuestos legalmente previstos.

La jurisprudencia ha reiterado que el dictamen debe recaer sobre el texto que vaya a ser finalmente aprobado, no siendo suficiente un informe emitido sobre un texto distinto (STS de 16 de noviembre de 2011<sup>15</sup>; STS de 27 de enero de 2004<sup>16</sup>).

#### **Quinto. Sobre la vulneración de los principios de buena regulación**

La aprobación de una Circular cuyo contenido difiere sustancialmente del sometido a consulta pública y dictamen consultivo vulnera los principios de transparencia, seguridad jurídica y confianza legítima recogidos en el artículo 129 LPACAP, tal y como ha declarado el TS (STS de 10 de diciembre de 2020<sup>17</sup>).

#### **Sexto. Sobre las consecuencias jurídicas: anulabilidad o nulidad de la norma aprobada**

La omisión de trámites esenciales en el procedimiento de elaboración de disposiciones generales constituye un vicio relevante desde la perspectiva de los

---

<sup>13</sup> STS de 16 de noviembre de 2011 (rec. 519/2009) “Cuando el dictamen consultivo pone de manifiesto defectos sustanciales de legalidad, su corrección comporta una alteración relevante del contenido normativo”.

<sup>14</sup> <https://www.boe.es/eli/es/lo/1980/04/22/3/con>

<sup>15</sup> STS de 16 de noviembre de 2011 (rec. 519/2009) “El dictamen del Consejo de Estado ha de versar sobre el contenido sustancial de la disposición finalmente aprobada, pues de lo contrario se desnaturaliza su función consultiva”.

<sup>16</sup> STS de 27 de enero de 2004 (rec. 52/2001) “Las modificaciones sustanciales introducidas tras el dictamen exigen una nueva consulta al Consejo de Estado, so pena de incurrir en un vicio procedimental relevante”.

<sup>17</sup> STS de 10 de diciembre de 2020 (rec. 154/2019) “La observancia de los principios de buena regulación no se satisface con una mera declaración formal, sino que exige coherencia entre el procedimiento seguido y el contenido final de la norma”.

artículos 47 y 48 LPACAP, tal y como recoge la jurisprudencia (STS de 9 de mayo de 2018<sup>18</sup>).

### 3.5. Conclusión respecto la respuesta al Dictamen del Consejo de Estado

De acuerdo con la normativa aplicable y la jurisprudencia consolidada del Tribunal Supremo, cuando el Consejo de Estado formula objeciones esenciales al proyecto normativo de Circular y estas obligan a modificar sustancialmente su contenido, el texto resultante constituye un nuevo proyecto normativo de Circular que debe ser sometido nuevamente a consulta pública, conforme al artículo 133 LPACAP, y si la nueva versión después del trámite de audiencia diverge del dictamen previo, deberá ser sometido de nuevo a dictamen preceptivo del Consejo de Estado, conforme al artículo 22 de la LOCE.

La omisión de dichos trámites determinaría la invalidez de la Circular aprobada, no pudiendo excusarse dicha omisión en la imposibilidad material de cumplir los plazos para lograr la aprobación definitiva y publicación en el BOE antes del 31 de diciembre.

**El tercer motivo del voto discrepante se fundamenta en esta vulnerabilidad jurídica durante el procedimiento de aprobación de la Circular.**

## 4. Argumento #4: En defensa del consumidor

### 4.1. Metodología de retribución de la distribución: un impacto en peajes más cualitativo que cuantitativo

El consumidor está siempre presente en el debate y es, sin duda, uno de los sujetos claves al que la política regulatoria debe atender. En el debate sobre la nueva metodología de retribución a la distribución se ha utilizado repetidamente el argumento del “impacto sobre peajes” para priorizar y descartar decisiones regulatorias.

El principio de sostenibilidad económica ha sido invocado -por encima de otros- para justificar las decisiones técnicas adoptadas en la metodología. Y, para ilustrarlo, se han definido escenarios de evolución de los peajes en función del

---

<sup>18</sup> STS de 9 de mayo de 2018 (rec. 1446/2016) “La falta de un trámite esencial en la elaboración de un reglamento determina su anulabilidad, sin perjuicio de que, en supuestos cualificados, pueda dar lugar a nulidad de pleno derecho”.

ritmo de incremento de las inversiones (continuista, alta) y del incremento de la potencia (continuista, alta) atendiendo a una correlación entre incremento de costes (al incrementar las inversiones) e incremento de ingresos (incorporar contratación de nueva potencia)<sup>19</sup>. A simple vista parece razonable. Pero un análisis más detenido, plantea dudas de que lo sea.

El impacto principal sobre el incremento de la retribución al sector eléctrico (transporte y distribución) y que impacta en los peajes proviene de la tasa de retorno financiero y, posteriormente, del volumen de inversiones autorizadas. Ambas cuestiones no tienen nada que ver con la metodología de retribución a la distribución:

- La TRF porque se aplica a la base de activos retribuidos (RAB) y representa el grueso de la retribución anual que reciben las empresas reguladas y, por tanto, el fundamental principal de los peajes.
- El volumen de inversión anual permitida es competencia del Ministerio. Cada año, el volumen de activos regulados (RAB) de las empresas de distribución se va amortizando, por lo que se reduce. Por otro lado, las nuevas inversiones lo incrementan. Los últimos años la evolución del RAB en distribución eléctrica ha sido relativamente estable (la amortización de activos ha sido del orden de magnitud de las inversiones autorizadas). Sin embargo, con los nuevos límites que prevé el RD en tramitación, las inversiones superan claramente las amortizaciones, por lo que la base del RAB se prevé que incremente significativamente en el próximo periodo retributivo. Esto tiene un efecto positivo a corto plazo porque permite movilizar grandes volúmenes de inversión a un coste incremental anual relativamente pequeño (en el periodo actual no llegaba al 9%, es decir, por cada 1.000M€ de inversión se incrementa la retribución en menos de 90M€). Pero si el incremento de inversión aumenta el RAB, el compromiso de pagar esos activos por parte del consumidor se prolongará durante toda la vida regulatoria del activo (en muchos casos, 40 años). Por este motivo, si los 1.540M€ que prevé de inversión incremental el RD fuesen todos a activos, tendría un impacto de unos 120 millones anuales acumulativos, sobre un total de orden de magnitud de 6.000M€<sup>20</sup>.

---

<sup>19</sup> Memoria de la Circular (páginas 149, 150) <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336133.pdf> ; Memoria complementaria (páginas 30-33) <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336131.pdf>

<sup>20</sup> En el Cuadro 12 de la memoria de peajes 2026 se observa el impacto relativo de incremento de la retribución a la distribución comparando escenarios de inversión continuista (inversión similar a la amortización) y escenarios de inversión alta (incremento neto del RAB) <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6331870.pdf>

Esto no significa que la metodología de retribución de la distribución no tenga impacto. Lo tiene, sobre todo por los márgenes logrados por la operación y el mantenimiento y su reparto de eficiencias. Es, sin embargo, un impacto poco relevante en términos cuantitativos.

Sin embargo, es de mucha relevancia en términos cualitativos. La metodología de retribución aporta las señales regulatorias para orientar en qué y cómo se invierte. Por tanto, nos habla sobre la eficiencia de las inversiones. Lo que, en última instancia implica qué valor técnico, económico recibe el consumidor por las inversiones acometidas.

De esta manera podríamos tener dos escenarios para una misma TRF y límite de inversión: uno que se infra invierta en valor absoluto (menor impacto en incremento de peajes), pero que las actuaciones se orienten a inversiones ineficientes (activos ociosos, renovación de activos que teniendo agotada la vida regulatoria, aún tienen vida técnica útil, entre otros); el otro escenario se invierte de manera expansiva (lo que genera un incremento de los costes del sistema a retribuir), pero son inversiones altamente eficientes que aportan mejoras (técnicas, económicas) al consumidor de manera que se obtiene un muy buen retorno técnico y económico (digitalización para una mejor operación que redunde en un uso más intensivo de las redes ya existentes, entre otras inversiones). ¿Qué escenario de los dos es deseable, desde el punto de vista del beneficio al consumidor y del valor social? Sin duda, el segundo ya que el incremento marginal del peaje ocasionado por la sobreinversión se rentabiliza rápidamente. Además de evitar o retrasar inversiones en activos, es decir, minimiza el incremento del RAB.

Llevados estos dos casos extremos a la práctica, desde un punto de vista regulatorio se hace necesario establecer mecanismos de seguimiento en base a datos reales de inversión y funcionamiento del sistema (demanda, utilización de redes, etc.) para comprobar la eficiencia real de las inversiones. Y, en caso de que la evolución a lo largo de los períodos certifique que las decisiones de inversión no son rentables, poder actuar para corregir la situación para evitar el incremento de la retribución.

El mecanismo regulatorio para lograrlo es doble: planificación *ex ante* de las inversiones y supervisión *ex post*. De esta manera, en base a datos reales de cómo evolucionan la senda de inversiones, la nueva demanda, los accesos, el uso de la red, entre otros indicadores, se pueden tomar decisiones eficientes año a año.

## 4.2. Señales regulatorias de la Circular para promover la eficiencia de las inversiones

Para garantizar la suficiencia de los peajes sin incurrir en incrementos no justificados de los mismos se deben analizar las señales regulatorias que la circular aprobada aporta a los operadores de redes y, por tanto, ver desde una lógica económica si protegen al consumidor más allá del principio de sostenibilidad financiera:

### 4.2.1. Sesgo de CAPEX

El modelo TOTEX justamente intenta promover inversiones en operación de redes orientadas a servicios (por ejemplo, evitar una congestión) en lugar de la tradicional inversión en activos. De esta manera se evita incrementar la base de activos de manera constante y, a la vez, solucionar la congestión -siguiendo el ejemplo- de manera mucho más coste efectivo: antes de aumentar la capacidad del transformador, invertimos en gestión de la demanda. Por este motivo es tan importante evitar el “sesgo de CAPEX” desde el punto de vista regulatorio y dar señales regulatorias para promover la flexibilidad de la demanda.

Se debe entender, sin embargo, que el operador ha resuelto históricamente los retos de la distribución a base de invertir en activos, por lo que esta manera de operar las redes forma parte de la cultura del sector, tanto desde un punto de vista técnico como económico-financiero.

De la mano de la digitalización, hoy se hace necesario un cambio de comportamiento del distribuidor a la hora de tomar decisiones. Implica pasar de ser meros gestores técnicos de cables a operadores de la red de distribución, DSO en sus siglas en inglés (*Distribution System Operators*). Conscientes del reto que supone (tecnológico, inversor, cultural...), la ortodoxia regulatoria del modelo TOTEX se fundamenta, desde un punto de vista económico, en proporcionar una señal neutra al operador que no le induzca a priorizar la inversión en activos (ya de por sí, la solución tendencial), si no que la decisión se tome en base a un estricto y neutro análisis técnico.

Puede haber un debate de si esta neutralidad económica se logra en repartir márgenes al 50% entre operador y consumidor por no ser el incentivo suficiente para el operador en el momento de afrontar el cambio de modo de gestión hasta que no se coja suficiente confianza con los nuevos medios técnicos (digitalización, gestión de la demanda, entre otros). Pero en ningún caso un reparto de eficiencias

para el operador inferior al 50% puede considerarse congruente con la implantación de un modelo TOTEX.

¿Cómo ha resuelto esta cuestión la reciente metodología de retribución aprobada para el próximo período regulatorio?

Como se argumenta detalladamente en mi voto particular a la versión de la circular que se sometió al dictamen del Consejo de Estado, **la captura acumulada de eficiencias a la operación** (50% captura de margen inicial sobre los años 2020-2022), factor de eficiencia del 0,97 los tres primeros años, captura 50%-50% (IRM) sobre la suma de (CAPEX+OPEX) los tres últimos años, **arroja un reparto de márgenes desequilibrado en contra del operador situándolo por debajo del 25%.**

De nuevo, una lectura superficial podría llevar a pensar que es correcto para proteger al consumidor (recibe más del 75% de las eficiencias) y evitar que los operadores tengan rentabilidades demasiado altas. Pero este argumento olvida un detalle importante que conduce, desde el punto de vista de intereses económicos del consumidor, al fracaso de lo pretendido con esta decisión: el porcentaje de reparto de márgenes se aplica sobre las eficiencias logradas. Y el responsable de generar la bolsa económica de eficiencias es el operador con sus decisiones (invertir en activos o en operación). Por tanto, **si el incentivo a generar eficiencias en operación es insuficiente (menos del 25% de las logradas) lo que se consigue es lanzar una señal regulatoria por la que se le empuja a no tomar decisiones a favor de la operación y sí de invertir en activos** (que por motivos históricos ya es lo habitual, goza de mayor confianza técnica y, ahora, de un impacto económico más favorable gracias al reparto de eficiencias aprobado).

El resultado previsible de la decisión regulatoria tomada es que sí, que se tendrá más del 75% para el consumidor, pero este porcentaje se aplicará sobre un volumen económico muy reducido. Con lo que el efecto económico para el consumidor será nefasto.

Esta argumentación técnico-económica sustenta la propuesta expuesta por los votos particulares a la versión previa de la circular en el sentido de limitar el reparto de márgenes acumulados a un 50-50. Y también se recoge en la tercera observación del Dictamen del Consejo de Estado, al pedir que se justifique bien el efecto acumulado de reparto de márgenes añadido a los años 2020-2022 tomados de base para el cálculo (el CdE, sin embargo, enfatiza la retribución razonable de una actividad de bajo riesgo, pero como se ha argumentado, no solo se trata de esto,



sino también de lograr el cambio de comportamiento del distribuidor a la hora de gestionar las redes que opera).

Todas estas reflexiones, que van a favor de los derechos económicos del consumidor, han sido desatendidas totalmente por la propuesta sometida al Consejo del regulador y que éste ha aprobado.

#### 4.2.2. Efecto desincentivador a los accesos flexibles

Por otro lado, la aplicación en los términos descritos del “principio de sostenibilidad económica” ha llevado, en mi opinión, a otro error de técnica regulatoria con decisiones que llevan a efectos contrarios a los pretendidos. La propuesta de cómo vincular parte de la retribución al incremento de demanda ha ido evolucionando a lo largo de la tramitación. En una primera versión de la circular, se medía la nueva demanda como “ingresos del sistema por potencia del contrato de acceso”. Esta formulación era incorrecta, en mi opinión, porque las inversiones se realizan para los derechos de potencia adscrita, independientemente de la potencia que acabe contratándose. Pero, en términos exclusivos de los accesos flexibles, era positiva, ya que da una señal favorable a los accesos flexibles porque permiten incrementar los ingresos de peajes (aunque sean menores que los vinculados a potencia firme), pero a un coste relativo mucho menor.

Posteriormente, en la versión segunda remitida al Consejo de Estado, se transformó el criterio a “potencia adscrita a los derechos de extensión”. Se soluciona la cuestión esencial de medir el incremento de demanda con un parámetro que representa mejor la lógica de las inversiones (como consta que era mi posición y luego también la plasmada en el informe del Ministerio del 10 de octubre<sup>21</sup>). Pero se generó un efecto colateral negativo: se pierde la intensidad de la señal para promover los accesos flexibles. A falta de desarrollo normativo de los accesos flexibles a la red de distribución, en el caso más favorable también computarán a efectos de calcular los derechos de potencia adscrita y también aplica el umbral del parámetro K para generar nueva potencia (y que no distingue entre firme o flexible). Esta situación, a pesar de ponerla de relieve en el voto particular a la circular sometida al dictamen del CdE y proponer un incentivo directo e intenso a los accesos flexibles concedidos (incentivo que posteriormente avaló el Dictamen

---

<sup>21</sup> “(...) se considera que la potencia contratada puede no ser el mejor factor para determinar la retribución que perciban los distribuidores. En su lugar, podrían utilizarse otros valores de potencia ligados a las obligaciones que sí residen en los distribuidores, como es la potencia vinculada a los derechos de acometida o la capacidad de acceso otorgada en permisos de acceso de demanda.”

al contar con fundamento legal expreso), no se ha plasmado en la versión final de la circular.

Con un agravante: atendiendo a la decisión plasmada en la versión de la Circular aprobada de desvincular retribución de incremento de demanda para el tramo hasta el 0,13% del PIB y condicionándolo solo a la eventual habilitación del RD en trámite para las inversiones incrementales, **el incentivo a los accesos flexibles desaparece totalmente**. Motivo ya definitivo para haber considerado el incentivo directo a potencia concedida con acceso flexible.

En opinión de este consejero, esta situación genera una incongruencia con la Circular 01/24 de Acceso y Conexión<sup>22</sup> por la que se habilitan los accesos de potencia flexible como mecanismo de dar respuesta inmediata a la falta de accesos de la demanda y lograrlo a bajo coste al reducir la ociosidad de la infraestructura actual. Es decir, nos aleja de resolver en tiempo y coste la problemática de la demanda para acceder a las redes por parte de la demanda en un momento crítico en el que dicho acceso está comprometido, afectando al conjunto de la economía.

Contradictoriamente a la parte declarativa de la memoria, la señal regulatoria resultante de la Circular no prioriza que se realicen inversiones para que circule más energía por las redes actuales, es decir, para reducir la ociosidad de la infraestructura, lo que siempre tendría un efecto favorable al consumidor.

#### 4.2.3. Redes e impactos en el coste energético final del consumidor

Aplicar una interpretación literal del “principio de estabilidad financiera” vinculado exclusivamente al balance entre retribución y peajes, induce a un error de análisis que luego se traduce en decisiones regulatorias ineficientes. Esto es así porque hay otros costes que el consumidor paga para su suministro energético relacionados directamente con el diseño de las redes. Los más relevantes serían:

- Las congestiones en redes, tanto ocasionadas por la demanda como por la generación, tienen unas graves consecuencias para los costes que asumen los consumidores al inducir las restricciones técnicas.
- Los vertidos económicos y técnicos de las energías renovables por falta de demanda conectada y congestiones físicas en la red impiden alcanzar todo el potencial de las energías renovables para reducir el precio de la energía y las emisiones de CO<sub>2</sub>.

---

<sup>22</sup> <https://www.boe.es/eli/es/cir/2024/09/27/1>

- La flexibilidad es una oportunidad para que el consumidor rebaje sus costes energéticos gracias a aportar valor a la operación de las redes con su gestión de la demanda y almacenamiento.

Esta oportunidad económica -de la que gozan las industrias y los ciudadanos en países de nuestro entorno- no solo está fuertemente fundada en documentos estratégicos de la política energética de la comisión europea<sup>23</sup>, si no también a nivel legal en distintas Directivas<sup>24</sup>, Reglamentos<sup>25</sup>, el código de red de respuesta de la demanda<sup>26</sup> (reglamento que se aprobará próximamente), entre otros. Este acervo normativo -parcialmente transpuesto en España y pendiente de adaptación normativa de los reglamentos- no solo menciona la necesidad de avanzar a unas redes operadas con recursos flexibles proveídos por la demanda, sino que hacen obligatorio la fijación de un objetivo de flexibilidad para cada país<sup>27</sup>. La incorporación explícita de los operadores de redes de distribución (DSO) en la evaluación de las necesidades de flexibilidad supone un cambio estructural relevante en el marco regulatorio europeo que permite identificar necesidades de flexibilidad también a nivel local y regional, justificar el establecimiento de mercados de flexibilidad en distribución, habilitar mecanismos de contratación de servicios de flexibilidad por parte de los DSOs e integrar la flexibilidad como herramienta operativa habitual en la planificación y operación de la red de distribución, como elementos principales.

Esta nueva realidad necesita orientar bien las inversiones en la red de distribución en base a la digitalización y posibilitar, de esta manera, la

---

<sup>23</sup> Paquete “Fit for 55” <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/> ; Plan REPowerEU [https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu\\_es](https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_es) ; Redes, el eslabón perdido: Plan de Acción de la UE para las Redes <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023DC0757>

<sup>24</sup> Directiva (UE) 2019/944 — Mercado Interior de la Electricidad (en vigor), Directiva (UE) 2024/1711 sobre la Reforma del Diseño del Mercado Eléctrico (EMD)

<sup>25</sup> Reglamento (UE) 2019/943 reformado por (UE) 2024/1747 — Mercado Interior de Electricidad

<sup>26</sup> <https://www.acer.europa.eu/news/new-network-code-demand-response-will-further-advance-energy-transition>

<sup>27</sup> Metodología Común de Evaluación de Necesidades de Flexibilidad (FNAM) – ACER que cada país aplica para obtener los valores a nivel nacional y local y que servirán para que cada Estado miembro fije sus objetivos de flexibilidad [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions\\_annex/ACER-Decision-05-2025-FNAM-Annex-I.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER-Decision-05-2025-FNAM-Annex-I.pdf)

evolución del rol del distribuidor. Es este uno de los objetivos que deberían ser prioritarios en la metodología de retribución de la distribución. Y lo es porque es determinante para que se reduzca el coste de la energía que asumen los consumidores: la gestión activa de la demanda para solucionar congestiones con mercados locales -entre muchos otros servicios- en base a los activos distribuidos conectados a la red de distribución y propiedad de empresas y familias representa una oportunidad para éstos de reducir sus costes energéticos. No son subvenciones, sino prestación de servicios de manera competitiva que necesita el sistema para su operación eficiente.

#### 4.2.4. Coste de oportunidad de infra-invertir en redes

El riesgo de inversión en redes es asimétrico entre el impacto de infra-invertir y el de sobre-invertir. Un escenario de pocas inversiones y mal orientadas tiene un alto coste de oportunidad para la economía y el medio ambiente al perder oportunidades industriales y de electrificación de la demanda actual (efectos económicos perversos directos e indirectos). Sin embargo, el problema de sobre-invertir tiene como principal impacto un incremento de los peajes, como se ha comentado anteriormente.

Añadido a lo anterior, dar señales regulatorias que restrinjan la inversión o sean incorrectas (sesgo de CAPEX) es irreversible durante los años del período retributivo; sin embargo, asumir un cierto riesgo de sobreinversión tiene menos implicaciones por dos motivos principales: por un lado, una sobreinversión implica un activo físico infrautilizado, pero que estará en disposición del sistema durante toda su vida regulatoria; por otro, un escenario continuado de sobreinversión puede atajarse en el momento de la aprobación año a año de los planes de inversión.

De esta manera, no solo el riesgo de infra-invertir es mucho más costoso para el consumidor en términos globales, sino que además conduce a una situación difícil de corregir. Contrariamente, una política regulatoria que en momento actual de electrificación y de acceso saturado a redes facilite un ciclo de inversión expansiva en redes, incorporando el mecanismo de control *ex ante* de la aprobación de los planes de inversión para evitar desvíos financieros sostenidos en el tiempo, es una opción favorable a la sociedad, a las empresas y a los ciudadanos.

#### 4.2.5. Derecho de acceso del consumidor al sistema eléctrico

Un último argumento a favor del consumidor, desarrollado ampliamente en el voto particular en el trámite del Consejo de Estado es defender el derecho de acceso al sistema eléctrico. Un servicio esencial que hoy está comprometido en España.

Debe el regulador atender -priorizar- esta realidad, en toda su complejidad, y modular la metodología de retribución a la garantía de este derecho. Así lo ha reconocido también el dictamen del Consejo de Estado al habilitar el uso de incentivos orientados a la mejora de los procesos de acceso y conexión.

#### 4.2.6. Conclusión

El cuarto motivo sustancial que argumenta mi voto discrepante es en base a la defensa del consumidor, en una acepción amplia: económica (reducir costes energéticos e incrementar ingresos, mejorar la competitividad de la industria), de derechos (de acceso, de participación en todos los mercados, de desarrollar un rol activo), de seguridad... Una defensa de los intereses del consumidor que no se ve reflejada en el articulado de la Circular aprobada.

## 5. Argumento #5: Discriminación entre la actividad de distribución y de transporte

El nuevo periodo retributivo de las redes eléctricas introduce un sesgo entre actividades de transporte y distribución en términos de metodología, retribución e impacto en peajes que pagan los consumidores. Una diferenciación que si bien forma parte de la discrecionalidad del regulador (al no estar reglado que tengan que compartir una misma metodología), se le debe exigir congruencia en el conjunto de la norma para que esta diferenciación no devenga en discriminación.

1. Un cambio en la metodología de retribución para la distribución al ir a un modelo TOTEX incluyendo -eventualmente si lo habilita el RD de redes- un cierto riesgo a su retribución al ligarla al incremento de demanda; mientras que para el transporte se opta por una metodología de retribución continuista sin “riesgo de demanda”.
2. La falta de congruencia del riesgo diferencial en el parámetro beta para el cálculo de la Tasa de Retorno Financiero<sup>28</sup>.
3. La distinta captura de eficiencias de la operación y mantenimiento entre transporte y distribución, ya que por un lado se consideran años distintos para calcularse (2020-2022 para la distribución y 2022-2023 para el transporte) y, por otro, se mantiene la desigualdad en el reparto agregado de eficiencias entre el operador y el consumidor (un reparto del 50%-50% para el

---

<sup>28</sup> Ver voto particular a la Circular de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de Josep M Salas sobre el parámetro beta <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336656.pdf>

transporte con corrección agregada sobre los costes unitarios de O&M del -6%; mientras que para la distribución el reparto es del 23-77% atendiendo al efecto acumulado que no se describe en la memoria complementaria de manera trasparente y detallada como observa el Consejo de Estado.

Las consecuencias materiales y jurídicas de estas decisiones regulatorias se observan en:

1. la intensidad de alegaciones del sector de la distribución sobre la metodología de retribución destaca sobre la baja intensidad en el caso de transporte, lo que revela una mayor aceptación. Este hecho objetivo tiene también su traducción en el debate público y publicado que han suscitado ambas metodologías.
2. el peso relativo al final del periodo retributivo de la actividad de transporte sobre la retribución total de redes pasa de un 17,5% en 2025 a alrededor de un 25% (en función del límite de inversión incremental) en 2031<sup>29</sup>. Al tener ambas actividades una misma TRF, esta realidad tiene como una explicación fundamental el trato diferencial respecto las eficiencias en operación y mantenimiento, siendo especialmente intensiva la captura de eficiencias para la distribución que se acentúa, además, por los distintos años utilizados como referencia (Transporte años 2023 y 2024, distribución años 2021 y 2022). También influyen las inversiones singulares y el límite de inversiones incrementales para cada actividad.
3. Esta realidad se ve confirmada con el impacto relativo de transporte y de distribución en los peajes que pagarán los consumidores a lo largo del nuevo periodo retributivo. El incremento medio de peajes debido a la actividad de transporte en los distintos escenarios de demanda e intensidad de inversiones es muy superior<sup>30</sup> al incremento de peajes correspondientes a la distribución<sup>31</sup>, de un orden de magnitud.

La decisión regulatoria de mantener el riesgo de demanda para el distribuidor (no atendiendo a la observación esencial del Consejo de Estado) es una decisión del regulador que debería verse trasladada de manera proporcional a un diferencial de

---

<sup>29</sup> Resolución por la que establecen los valores de peajes de acceso a las redes a partir del 1 de enero de 2026. Cuadro 11. Retribución provisional de peajes del transporte. Cuadro 12. Retribución provisional de peajes de la distribución. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6331870.pdf>

<sup>30</sup> Memoria de la Circular de metodología de retribución del transporte <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336095.pdf>

<sup>31</sup> Memoria de la Circular de metodología de retribución de la distribución <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336133.pdf>

riesgo en el cálculo de la TRF (concretamente en el parámetro beta). Es el quinto elemento que sustenta el voto discrepante.

## 6. Conclusión

El voto discrepante se basa en la convicción que **la circular de metodología de retribución a la distribución aprobada nos aleja del mandato del regulador de posibilitar el desarrollo eficiente y eficaz del sector para dar respuesta a los retos que como sociedad tenemos planteados** (esto es que se realicen las inversiones necesarias para mejorar la calidad y seguridad de suministro, reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y posibilitar un coste energético competitivo para ciudadanos y empresas en un contexto donde las redes se han convertido en una cuestión de seguridad nacional tanto por su papel estratégico de sostén de la actividad económica como por la necesaria autonomía estratégica europea). Una oportunidad perdida para el próximo ciclo retributivo, que debía orientar el desarrollo del sector eléctrico en España con vistas al 2040.

Los argumentos desarrollados en el presente voto se resumen a continuación:

- Nos alejamos de un marco de confianza entre agentes que aporte un escenario favorable a promover las inversiones.
- Se introducen riesgos jurídicos de carácter procedimental y de encaje legal, atendiendo a la respuesta dada al dictamen del Consejo de Estado.
- Se desatiende la necesidad de velar por el consumidor, no priorizando la garantía del derecho de acceso, limitándole el derecho de convertirse en un agente activo en el sistema eléctrico descentralizado e impactándole de manera negativa en términos económicos.
- Falta de congruencia interna de la circular de metodología de retribución a la actividad de distribución, al anunciar un modelo TOTEX, pero alejarse en su articulado de este modelo hasta tal punto que se ha desnaturalizado casi por completo, lo que cuestiona la circular desde la buena práctica regulatoria.
- Se introduce un marcado sesgo de CAPEX que retrasará y ralentizará la digitalización orientada a la operación eficiente de las redes de distribución, a los nuevos roles del distribuidor y comprometiendo la ambición y consecución de las obligaciones legales como los objetivos de flexibilidad.
- Hay una insuficiencia manifiesta de incentivos para una promoción efectiva de la flexibilidad de la demanda y para un mayor aprovechamiento de las redes actuales con accesos flexibles, entre otras medidas.



- Se da un trato diferencial entre el modelo de las actividades de redes de distribución y de transporte, lo que implica un riesgo dispar que no se ve reflejado en la circular de tasa de retorno financiero (parámetro beta).

Por estos motivos, se justifica el voto discrepante.

Josep M Salas Prat

Barcelona, 28 de diciembre de 2025

## 7. ANEXO: Resumen del voto particular de Josep M Salas a la propuesta de Circular CIR/DE/006/24 sometida al Consejo de Estado. Se relaciona la argumentación del voto con el sentido del dictamen.

### 1. Objeto del documento

Descripción del **voto particular** del consejero **Josep Maria Salas** en disenso con la **propuesta de Circular CIR/DE/006/24**<sup>32</sup> sobre la metodología de retribución de las redes de distribución eléctrica para el periodo 2026-2031. Se exponen las **razones técnicas, económicas y regulatorias** por las que considero que la propuesta no cumple con los objetivos de política energética ni garantiza adecuadamente el acceso, la inversión eficiente en redes y la protección de los consumidores.

Se relaciona cada una de las cuestiones argumentadas con el dictamen del Consejo de Estado.

### 2. Contexto técnico y de política energética

#### 2.1. Rol de la Circular de Distribución

La Circular en cuestión constituye un **pilar regulatorio clave** para definir cómo las empresas distribuidoras de electricidad recibirán retribución por su actividad en los próximos seis años. Esto afecta a inversiones, peajes eléctricos y a la capacidad de la red para absorber nuevos consumos derivados de la electrificación y la transición energética.

#### 2.2. Desafíos estructurales

El **entorno actual del sector** se caracteriza por un importante crecimiento de generación renovable, una demanda eléctrica que no crece al mismo ritmo, la saturación de capacidad de las redes de distribución (técnica y administrativa) y la necesidad de facilitar el acceso de nueva demanda (industrial y residencial). Por este motivo la circular debería priorizar las **inversiones suficientes y eficientes en redes**, evitando que la falta de capacidad limite la electrificación y el desarrollo económico.

---

<sup>32</sup> Acceso al voto particular <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336640.pdf>

### 3. Principales discrepancias técnicas con la propuesta de Circular

#### 3.1. Derecho de acceso a las redes

A criterio del consejero, la propuesta de circular **no garantiza adecuadamente el derecho de acceso** a las redes eléctricas, un servicio esencial, para nueva demanda, una situación sin precedentes. Este derecho, esencial para la economía y la transición energética, debe ser un objetivo explícito de la regulación, no un efecto colateral.

*El Dictamen del Consejo de Estado incide que el regulador debe tener en cuenta que el suministro de energía es un servicio de interés económico general (artículo 2.2. de la Ley del Sector Eléctrico).*

#### 3.2. Planificación de inversiones

Una de las principales propuestas del voto es **fortalecer la planificación anual de inversiones en redes** como un instrumento para equilibrar el crecimiento de la demanda real con el nivel de inversiones programado. Esto permitiría adaptar el ritmo inversor a la **evolución efectiva de la demanda**, evitando sobreinversiones que encarecerían los peajes o infrainversiones que limitarían el acceso.

*El Dictamen del Consejo de Estado valida las competencias previstas en la propuesta de circular al regulador, pero precisa que ser competente para supervisar los planes de inversión y determinar el formato de presentación de la información no significa que pueda desarrollar los aspectos sustantivos previstos en el artículo 2 de la Directiva (UE) 2019/944.*

#### 3.3. Sesgo hacia CAPEX frente a OPEX

El consejero firmante critica que la Circular **favorece implícitamente inversiones de capital (CAPEX)** frente a optimizaciones operativas (OPEX). El modelo TOTEX (que agrupa CAPEX y OPEX) propuesto debería evitar sesgos, pero la captura acumulada de eficiencias en gastos operativos y su asignación no se diseñan de forma que incentiven el uso eficiente de la red existente.

*El Dictamen del Consejo de Estado realiza una observación en el sentido de clarificar el efecto acumulado del reparto de eficiencias de la operación y su impacto en la rentabilidad razonable de la actividad de bajo riesgo.*

#### 3.4. Incentivos a la conexión de nueva demanda en la red actual

Aunque la Circular introduce un **incentivo ligado a nueva demanda**, el consejero considera que **no es suficiente ni está bien calibrado** para aumentar la utilización

de la red existente y facilitar el acceso de nuevos consumidores a la infraestructura actual. Propone un diseño de incentivos más intenso y directo para fomentar las **conexiones flexibles y el uso eficiente de la infraestructura existente**.

*El Dictamen del Consejo de Estado indica que el regulador puede -y debe- emplear incentivos (...) que promuevan una gestión eficiente de la red (artículo 14.3 de la LSE) o mejorar la disponibilidad de las instalaciones (artículo 14.8 bis) (...) que sí son obligaciones que la LSE impone al distribuidor (artículo 40) y cuentan con fundamento legal expreso (artículo 14, apartados 3 y 8 bis), como sería un incentivo “para el aprovechamiento de la red existente” o “la mejora de los procesos de acceso y conexión”.*

### 3.5. Condiciones aplicables a pequeñas distribuidoras

El voto particular sugiere **modificar el umbral de exención para el cambio al modelo TOTEX** de manera más progresiva, especialmente para empresas con menos de 100.000 clientes, que representan una pequeña parte de la retribución total pero que podrían verse afectadas de manera desproporcionada por cambios bruscos de metodología.

*El Dictamen del Consejo de Estado realiza una observación directa sobre el régimen transitorio por el que indica que la Circular debería reconsiderar la posibilidad de elevar el umbral de la excepción hasta las empresas de menos de 100.000 clientes.*

### 3.6. Parámetro K

Se proponen observaciones específicas para el ajuste del **parámetro técnico “K”**, que forma parte de los cálculos retributivos, para hacerlo más coherente con parámetros reales de demanda futura y con el crecimiento vegetativo de la red.

*El Dictamen del Consejo de Estado realiza una observación esencial al esquema de sostenibilidad económica en el sentido que no puede vincularse la retribución al incremento de la demanda, al tener este objetivo del distribuidor sustento legal expreso.*

## 4. Propuestas regulatorias del voto particular

Para corregir las deficiencias percibidas en la propuesta de Circular, se propone, entre otros:

1. **Incluir mecanismos de coordinación para una planificación anual de inversiones más robusta** que ajuste los ritmos inversores a la demanda real.

2. **Revisar la asignación de eficiencias OPEX vs. CAPEX** para eliminar sesgos de CAPEX y que desincentiven el uso eficiente de la red existente.
3. **Mejorar los incentivos a la conexión de nueva demanda y flexibilidad** para hacer la red más aprovechable.
4. **Ajustar el diseño de parámetros técnicos como “K”** para evitar discriminación entre consumidores y territorios, así como garantizar la autonomía estratégica de la industria europea.
5. **Facilitar las inversiones en fronteras Distribución-Distribución**
6. **Aplicar una transición más gradual para pequeñas distribuidoras** al modelo TOTEX.

## 5. Conclusiones técnicas

El voto particular sostiene que, sin estas modificaciones, la metodología propuesta no garantiza:

- El **derecho de acceso de los consumidores** a las redes.
- Señales específicas, claras e intensivas para promover **inversiones eficaces** para aprovechar las redes actuales.
- Un diseño regulatorio que equilibre adecuadamente **servicio al consumidor, incentivos a la inversión y eficiencia operativa**.

Finalmente, el consejero considera que la regulación futura debería dotar de mayor **certidumbre jurídica y predictibilidad** a los agentes, así como mecanismos que permitan adaptar, año a año, las inversiones en redes a la evolución real de la demanda energética como mecanismo eficaz y eficiente de contención de los peajes.

**Voto particular que formula la consejera Doña María Jesús Martín Martínez a la Circular 8/2025, 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**

M<sup>a</sup> Jesús Martín Martínez, consejera de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, suscribe voto particular mediante el cual expresa su disenso respecto a la opinión mayoritaria del Pleno de la CNMC, que aprueba, con fecha 22 de diciembre de 2025, la Circular 8/2025 por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica (en adelante, la Circular).

La explicación del voto en contra de esta consejera se sustenta en dos motivos. Por una parte, la Circular no tiene en cuenta la observación esencial del dictamen del Consejo respecto al esquema de sostenibilidad económica de las nuevas inversiones. Por otra parte, la Circular no responde a un ajuste coherente de las eficiencias en los OPEX (gastos en operación y mantenimiento), para evitar un sesgo retributivo hacia los CAPEX (inversiones) para el periodo regulatorio 2026-2031.

**1. Sobre el esquema de sostenibilidad económica de las nuevas inversiones que introduce la Circular**

La Circular establece una retribución para las nuevas inversiones que se sitúen por encima del nivel de inversiones sostenibles (el 100% del 0,13% del PIB) y que dependan de la demanda. Estas se valorarán con el incremento real de potencia registrada en la red y con un parámetro de sostenibilidad (k), a efectos de cuantificar la senda de referencia de la retribución de estas nuevas inversiones. El ajuste de la retribución de estas nuevas inversiones respecto a su senda de referencia se supedita, en la Circular, a que durante el periodo regulatorio se aprueben las modificaciones normativas que incrementen el límite de inversión sujeto a la realización de determinadas categorías de inversiones que estén vinculadas a incrementos de potencia (disposición adicional cuarta, apartado 2). Ello en tanto en la actualidad, el límite máximo para las inversiones que establece el Gobierno se fija en el 100% del 0,13% del PIB, y según la Memoria complementaria de la Circular 8/2025, de 22 de diciembre, de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la

actividad de distribución de energía eléctrica<sup>33</sup> (en adelante, la Memoria complementaria), se asumiría que el proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que se encuentra actualmente en tramitación<sup>34</sup> establecerá un extralímite de inversiones por encima del límite actual, ligado al cumplimiento de unas determinadas obligaciones por el distribuidor.

Aunque esta referencia no es explícita en la Circular (la Circular se refiere a “*modificaciones normativas*”), la propia nota de prensa de la CNMC sobre la misma señala: “*Se reformula el mecanismo de sostenibilidad y se circunscribe únicamente a aquellas inversiones destinadas a dar respuesta a la demanda que se recojan en el Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que se encuentra actualmente en tramitación.*”<sup>35</sup>

En el citado proyecto de Real Decreto se describen determinadas categorías de inversiones que estarán o no vinculadas al incremento de demanda. La Circular asume que, si el Real Decreto que finalmente apruebe el Gobierno definiera en el extralímite unas inversiones ligadas a la demanda, se podrá aplicar la retribución ligada al incremento de potencia para dichas inversiones. Este proyecto de Real Decreto fue remitido a la CNMC para informe preceptivo y para trámite de audiencia al Consejo Consultivo de Electricidad, previamente al dictamen del Consejo de Estado de la Circular.

Respecto a la vinculación de la retribución al incremento de potencia, esta consejera, en su voto a la propuesta de Circular para trámite al Consejo de Estado<sup>36</sup>, señaló que el modelo retributivo que planteaba la propuesta obedecía, sin duda, a un objetivo de sostenibilidad ligado a la electrificación de la economía. Indicó que, en su opinión, la metodología de la propuesta de Circular suponía un

---

<sup>33</sup> Memoria complementaria de la Circular 8/2025, de 22 de diciembre, de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336131.pdf>

<sup>34</sup> Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. En la fecha de la aprobación de la Circular, el proyecto de Real Decreto se encuentra en tramitación. Entre otros, está pendiente de remisión, el informe preceptivo de esta propuesta normativa.

<sup>35</sup> [https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor\\_contenidos/Notas%20de%20prensa/2025/20251222\\_NP\\_Circulares%20.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2025/20251222_NP_Circulares%20.pdf).

<sup>36</sup> Voto particular que formula la consejera Doña María Jesús Martín Martínez al proyecto de Circular, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, que ha sido remitido al Ministerio de Economía, Comercio y Empresa para la petición de dictamen al Consejo de Estado por trámite de urgencia. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336642.pdf>.



cambio esencial respecto al modelo retributivo de la distribución de electricidad vigente, basado en una retribución por CAPEX y OPEX.

Señaló que el modelo TOTEX de la propuesta de Circular vinculaba la retribución de las distribuidoras de electricidad con el incremento de potencia, a partir de un determinado nivel de inversiones, denominado nivel de inversiones sostenible (IS), para aquellas inversiones ligadas a la demanda. Por ello, en el segundo semiperiodo, la demanda iba a ser un *driver* o un factor determinante de la retribución de las distribuidoras de energía eléctrica.

Estos dos elementos – modelo TOTEX y demanda como *driver* en la retribución de las inversiones sostenibles – respondían al objetivo de la electrificación de la economía y que la CNMC destacó en su consulta específica, en el inicio de la tramitación de esta propuesta de Circular<sup>37</sup>.

Señaló, esta consejera, que para la CNMC era importante que el modelo retributivo de la distribución eléctrica incentivara la eficiencia en las inversiones y los gastos de OPEX de las empresas distribuidoras, evitando el denominado sesgo al CAPEX.

Asimismo, esta consejera, antes de que el Consejo de Estado emitiera su dictamen sobre la propuesta de Circular, consideró que para lograr el objetivo de electrificar la economía era relevante que el aumento esperado de inversiones por encima de un umbral de sostenibilidad estuviera estrechamente acompasado al crecimiento de la demanda, en el contexto actual donde existen unos elevados objetivos de electrificación de la economía de acuerdo con el PNIEC. Ello era necesario para evitar que el consumidor de electricidad-actual y futuro-, que es quien paga la retribución de las redes eléctricas a través de sus peajes de acceso, no se viera penalizado por un incremento de inversiones y un desarrollo de las redes desproporcionado e innecesario. En opinión de esta consejera si en el modelo retributivo no hubiera una vinculación estrecha entre la retribución por nuevas inversiones y la demanda, regulatoriamente se estaría poniendo en riesgo la electrificación de la economía, en tanto el coste de las redes eléctricas se podría elevar a un nivel no sostenible para el consumidor, que evitaría demandar electricidad respecto a otras opciones energéticas más asequibles. Sin embargo, si la retribución de las redes respondiera a la evolución esperada de incremento de la demanda, su financiación será asequible para el consumidor de electricidad.

---

<sup>37</sup> 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.

Por ello, en opinión de esta consejera, el modelo retributivo recogido en la propuesta de Circular remitido al Consejo de Estado introducía unos incentivos para asegurar un desarrollo sostenible y adecuado de las redes, siempre que se ajustaran las eficiencias en los OPEX respecto a lo planteado en la propuesta de Circular. En opinión de esta consejera, la propuesta de Circular no establecía de forma coherente ni proporcionada, los ajustes de eficiencias en OPEX, lo que desincentivaría la decisión del distribuidor de gastar más en OPEX relativamente que en CAPEX.

En su dictamen el Consejo de Estado es muy claro en su valoración del criterio establecido en la propuesta de Circular -y que se mantiene en la Circular - para retribuir las nuevas inversiones por encima del límite, que estén vinculadas a la demanda, en función del incremento de la potencia, cuando señala:

*-“(...) la CNMC puede- y debe- emplear incentivos, pues así lo prevé el artículo 14.8 bis de la Ley del Sector Eléctrico. Sin embargo, dichos incentivos deberán orientarse al cumplimiento de obligaciones y objetivos que tengan un fundamento legal expreso.”*

*-“(...) El último precepto citado [el Consejo de Estado se refiere al artículo 14 de la Ley de cambio climático y transición energética] incluye una referencia genérica a “otros objetivos” que puedan establecerse. Sin embargo, de ello no se puede deducir que la CNMC sea competente para determinar esos objetivos adicionales.”*

*-“(...) Todo lo anterior supone que la metodología retributiva que establezca la CNMC podrá diseñar incentivos que promuevan una gestión eficiente de la red (artículo 14.3 de la Ley del Sector Eléctrico) o mejorar la disponibilidad de las instalaciones (artículo 14.8 bis). Lo que no cabe es crear incentivos que no tengan un sustento legal expreso, como sucede con la incorporación de nueva demanda a la red.”*

*-“(...) Todo lo anterior obliga, a juicio del Consejo de Estado, a revisar el esquema de sostenibilidad para eliminar aquella parte del incentivo que condicione la retribución -aunque sea una parte pequeña- a la creación de nueva demanda, pues esta no es una obligación del distribuidor y la CNMC carece de competencia para exigirlo.”*

*-“(...) En virtud de todo lo anterior, considera el Consejo de Estado que la CNMC debe revisar el esquema de sostenibilidad propuesto a los efectos de eliminar todos aquellos aspectos que supongan una invasión en las competencias del Gobierno y que impliquen trasladar a los distribuidores el riesgo de nueva demanda.”*

El Consejo de Estado concluye sobre la citada observación esencial:

*“(…) Por otro, se ha concluido que el incentivo no puede condicionar una parte de la retribución de los distribuidores a la creación de nueva demanda, ya que no existe fundamento legal y la CNMC no tiene atribuida la competencia para ello”.*

Sin embargo, la Circular, obvia esta observación esencial del Consejo de Estado, que es el órgano que vela por la legalidad normativa, especialmente en el ámbito consultivo y de dictamen previo a la aprobación de normas o actos administrativos.

En la Memoria complementaria de la Circular, la CNMC justifica los motivos de la no aceptación de esta consideración esencial del Consejo de Estado:

- (i) dado que el informe del Ministerio para la Transición Ecológica - remitido para informe de la CNMC previamente al dictamen del Consejo de Estado- no se opuso a vincular la retribución de determinadas inversiones al incremento de la potencia;
- (ii) debido que la introducción de incrementos de potencia para poder incentivar una parte de la retribución puede tener su justificación, en la medida en que respondan a las exigencias de eficiencia y buena gestión (previstas para los distribuidores) y a los principios de sostenibilidad del sistema, tal y como regula el artículo 14 de la Ley 24/2023, sobre la retribución de las actividades del sector eléctrico.
- (iii) Y añade: *“más específicamente, estos dos aspectos, y singularmente el del incremento de potencia, resultan conformes con las previsiones específicas de la normativa europea en materia de retribución a la distribución, como seguidamente se verá”.* Se citan previsiones específicas de la normativa europea y española en materia de retribución de la distribución eléctrica y gasista.

En la Memoria complementaria de la Circular, se señala que se limita el incentivo de sostenibilidad a aquellas inversiones que, en caso de aprobarse las modificaciones normativas que incrementen el límite de inversión anual a ejecutar por las empresas distribuidoras, se vinculen a nueva demanda. Se cita expresamente que se encuentra actualmente en tramitación el proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

En resumen, tras el trámite al Consejo de Estado, la CNMC ha optado en su Circular por suprimir el mecanismo de sostenibilidad en lo que se refiere al límite de inversión vinculado al 0,13% del PIB. Sin embargo, mantiene el mecanismo

de sostenibilidad. Se aplicará, según la Memora complementaria, si el Gobierno aprueba inversiones adicionales a las que resultan del 0,13% del PIB, cuya retribución se vincule por modificaciones normativas a la consecución de nueva demanda. Como se ha indicado, tanto la memoria complementaria como la nota de prensa de la Circular, citan el proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución.

Cabe señalar que el citado proyecto de Real Decreto condiciona la retribución de una parte de las nuevas inversiones de distribución eléctrica a que dispongan de acceso a la red, mientras que en la Circular la retribución de esas inversiones vinculadas a demanda se sigue haciendo conforme al incremento de potencia adscrita a los derechos de extensión<sup>38</sup>.

En conclusión, la Circular no recoge la observación esencial del Consejo de Estado al respecto y fía su aplicación a un futuro desarrollo de modificaciones normativas (según la Memoria complementaria con rango de Real Decreto, y cita la propuesta de Real Decreto que está en tramitación, sobre el que la CNMC deberá pronunciarse), que el Consejo de Estado indica que deberá ser con rango legal. Ello al imponer una obligación al distribuidor a que invierta donde aflore nueva demanda y que se vincule la obtención de una retribución en función del incremento de potencia registrado.

Ante la falta de coherencia de la Circular con lo observado de forma esencial, por el Consejo de Estado y ante la incertidumbre proyectada en esta Circular por la aplicación de un elemento que afectará a la retribución de la actividad de distribución eléctrica en aplicación de un nuevo modelo retributivo, esta consejera motiva su oposición a esta Circular.

## **2- Sobre la falta de ajustes de las eficiencias en OPEX durante el periodo regulatorio 2026-2031**

En segundo lugar, como reflejó en su voto particular de 2 de noviembre de 2025 a la propuesta de Circular remitido al Ministerio de Economía, Comercio y Empresa para la petición de dictamen al Consejo de Estado por trámite de

---

<sup>38</sup> Según el proyecto de Real Decreto una parte de la nueva inversión que se reconozca por el Gobierno tendrá derecho a retribución si se llega a un 75% de permisos de acceso, pero de acuerdo con la Circular, estas inversiones se retribuirán en función del incremento de potencia adscrita a los derechos de extensión y del factor de sostenibilidad “k”.

urgencia<sup>39</sup>, esta consejera se opone a la Circular por la forma elegida de ajustar las eficiencias de los OPEX durante el periodo regulatorio.

El ajuste de las ganancias de OPEX que se ha adoptado en la Circular, no es consistente con la introducción de un nuevo modelo retributivo, ni tampoco proporcionado. En opinión de esta consejera no hay que olvidar que la Circular introduce un cambio de modelo retributivo en el segundo semiperiodo y que los ajustes de eficiencias en OPEX se introducen, tanto al principio, como durante el primer y segundo semiperiodo.

La Circular establece diversos ajustes de eficiencias en los márgenes de OPEX obtenidos, entre las empresas y el consumidor.

En primer lugar, se realiza un ajuste del margen de OPEX del 50% en el inicio del periodo regulatorio (descrito en la disposición adicional segunda, apartado 2 de la Circular) al que se añade un ajuste adicional si dichos márgenes superan en 10 puntos a los calculados para su grupo, una vez se haya determinado la retribución de 2025<sup>40</sup>. Es relevante destacar que en la actualidad está aprobada por la CNMC hasta la retribución de 2022, y que están pendientes de determinar las retribuciones de los años 2023 a 2025. Por lo que las empresas distribuidoras tendrán incertidumbre de cuál será el ajuste adicional al inicio del periodo, teniendo en cuenta que la decisión de eficiencias en OPEX ya se habría producido, y perjudicando a aquellas que hayan aportado mayores eficiencias al sistema eléctrico. A pesar de las alegaciones al respecto, en la Circular no se ha elevado el umbral que determina la aplicación de dicho ajuste adicional.

En segundo lugar, durante el periodo 2026 a 2028 se aplica el factor de ajuste (FA) de 0,97% (descrito en la disposición adicional cuarta de la Circular, apartado 8).

Finalmente, a partir de 2029 y hasta 2031, se aplica el coeficiente de reparto (IRM) del 50% cada año, como reparto de ganancias de eficiencias en el CAPEX y en el OPEX, entre las empresas y el consumidor (establecido en la disposición adicional cuarta, apartado 1, de la Circular).

---

<sup>39</sup> Voto particular que formula la consejera Doña María Jesús Martín Martínez al proyecto de Circular, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, que ha sido remitido al Ministerio de Economía, Comercio y Empresa para la petición de dictamen al Consejo de Estado por trámite de urgencia

<sup>40</sup> Disposición adicional segunda, apartado 2, de la Circular: “*Asimismo, en el supuesto de que, una vez determinada la retribución correspondiente al ejercicio 2025, se constate que alguna empresa presenta márgenes en el promedio de las retribuciones de los años 2023-2025 superiores en más de 10 puntos a los calculados para su grupo, se procederá a efectuar un ajuste adicional del 50% de dicha diferencia. Este ajuste adicional no se aplicará a las empresas del grupo 1.*”

En la Memoria justificativa de la propuesta de Circular (en adelante, la Memoria), en sus páginas 114 a 116<sup>41</sup> se responde a las alegaciones relativas al impacto de los factores de eficiencia superpuestos sobre el OPEX que hacen que, en opinión de los alegantes, el modelo de la Circular elimine los incentivos a la eficiencia en OPEX.

La Memoria presenta el gráfico 5 “Evolución del OPEX de referencia en función del factor de ajuste”. En él se comparan dos sendas de OPEX de referencia durante el periodo regulatorio 2026-2031. Se parte de un ajuste inicial del OPEX del 50%, con dos evoluciones de sendas de OPEX de referencia: uno con un ajuste de FA de 0,97% hasta 2028 y de un FA igual a 1 a partir de entonces (que es lo que se determina en la Circular) y otra senda de OPEX de referencia con un FA igual a 1 durante todo el periodo retributivo hasta 2031. A estas dos sendas de OPEX se añade la evolución de los costes de OPEX reales, que se sitúa, en este gráfico, por debajo de las dos sendas de OPEX de referencia.

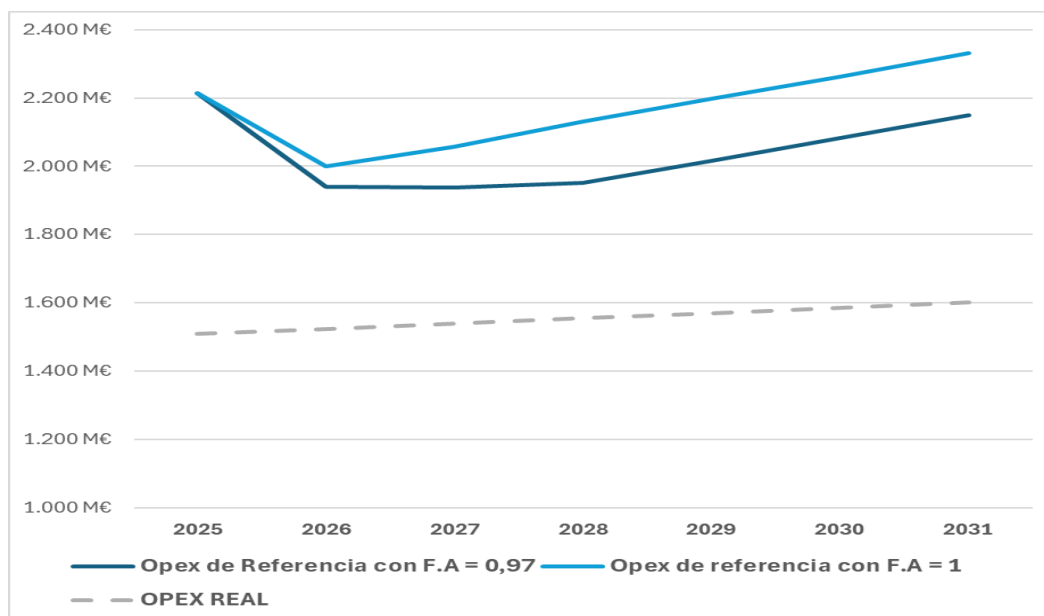
En la Memoria, se concluye lo siguiente:

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

**Gráfico 1. Gráfico 5 de la memoria de la Circular. Evolución del OPEX de referencia en función del factor de ajuste**

---

<sup>41</sup> Memoria justificativa de la propuesta de circular X/2025 de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de energía eléctrica <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6336133.pdf>.



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

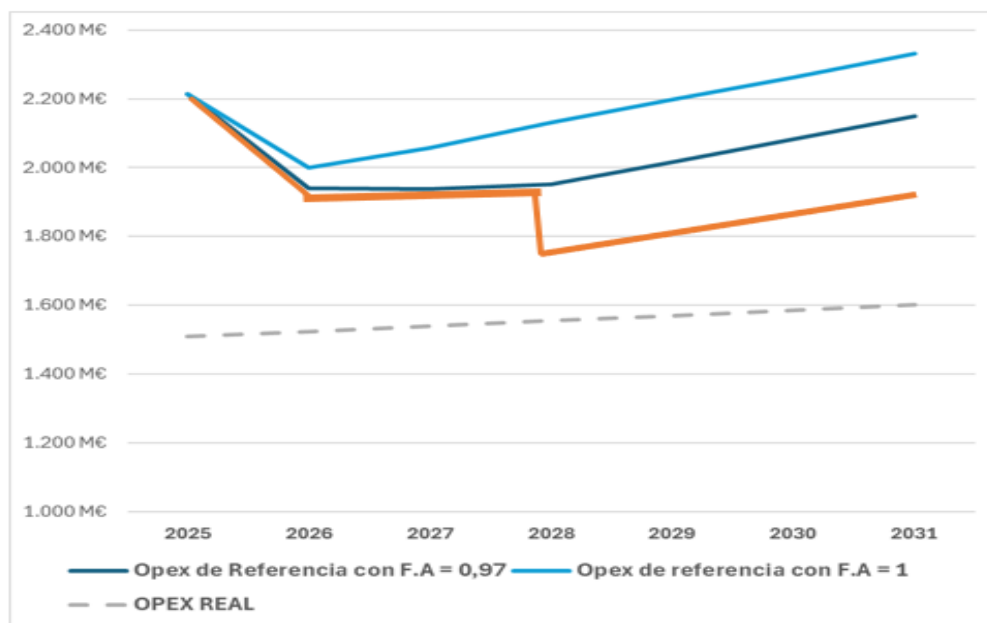
*Fuente: Memoria justificativa de la propuesta de circular X/2025 de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de energía eléctrica.*

Sin embargo, en opinión de esta consejera, el análisis anterior debería completarse incorporando el ajuste que se efectúa a partir del segundo semiperiodo, con la aplicación del factor IRM, y que según la Circular es del 50%. Siendo el OPEX retribuable la semisuma del OPEX real y el de referencia a partir de 2029.

De forma gráfica el resultado de la aplicación de este tercer ajuste en la retribución del OPEX (línea naranja), respecto al OPEX de referencia determinado en la propuesta de Circular, y tras el ajuste del factor denominado IRM que aplica desde 2029 a 2031, sería el siguiente en el ejemplo planteado.

**Gráfico 2. Evolución de la retribución de OPEX (línea naranja) con los ajustes al inicio del periodo, FA 097 hasta 2028 y IRM del 50% desde 2029 a 2031 según la Circular**





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

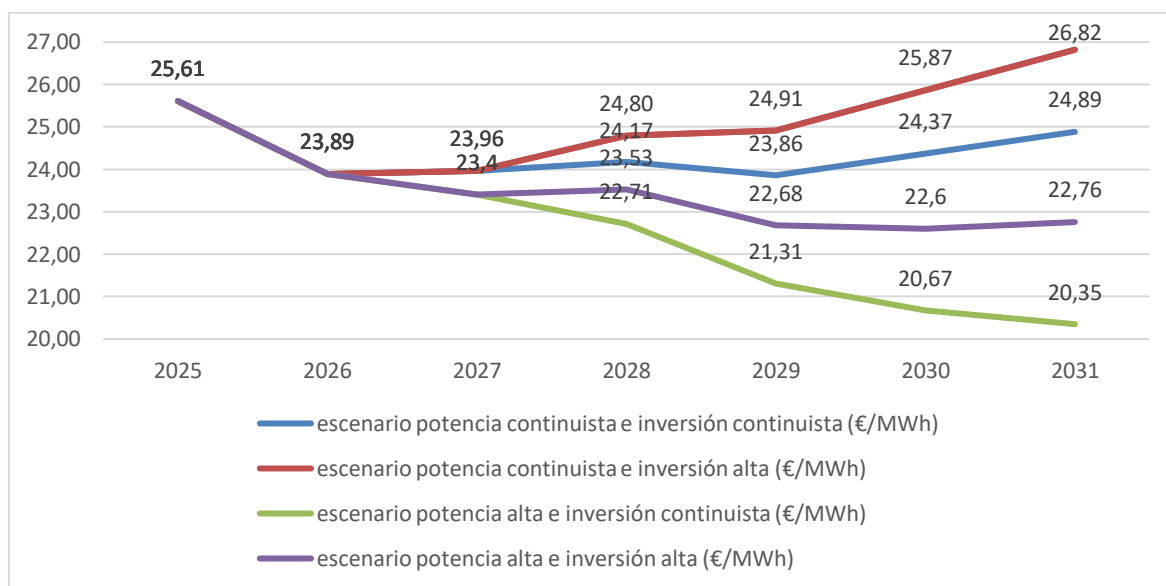
*Fuente: elaboración propia a partir de la información de la memoria justificativa de la Circular 5/2025, aplicando el 50% del IRM desde 2029 hasta 2031.*

En opinión de esta consejera, la sucesión de unos ajustes tan exigentes sobre las ganancias de eficiencia en los OPEX, en un modelo retributivo nuevo a partir del segundo semiperiodo, que busca optimizar los costes de inversiones y de OPEX, puede desincentivar la búsqueda de eficiencias en OPEX, o la adopción de soluciones de flexibilidad por parte del distribuidor.

En cuanto a la proporcionalidad de estos ajustes sucesivos en las ganancias de eficiencia en OPEX en el modelo, cabe señalar que, si se analiza la evolución del nivel medio retributivo de distribución desde 2025, excluyendo desvíos, se observa que a pesar del aumento de la Tasa de retribución financiera en el periodo regulatorio 2026-2031 respecto al periodo regulatorio anterior, se aprecia una reducción acumulada en el periodo 2025-2031 en tres de los cuatro escenarios planteados en el Anexo 1 de la Memoria complementaria, entre una disminución del 3% a una disminución del 21%. Únicamente en el escenario de potencia continuista e inversión alta se incrementa el nivel medio retributivo de forma acumulativa un 5%. Dicho análisis se ha realizado sin incluir el efecto de la aplicación de desvíos en los peajes de 2025 y años sucesivos, debido a que la aplicación de este desvío distorsiona el análisis de la evolución del nivel retributivo medio del modelo de la retribución de distribución de la Circular.

Más en detalle, según los escenarios mostrados en el Anexo 1 de la Memoria complementaria de la Circular, se observa que, según el escenario de potencia e inversión continuistas, el nivel medio retributivo de la distribución eléctrica disminuiría un 3% en términos nominales en 2031 respecto a 2025 y que en el escenario de potencia continuista e inversión alta, el nivel medio retributivo aumentaría un 5% en 2031 respecto al nivel de 2025 en términos nominales. Los otros dos escenarios planteados en el Anexo 1, recogerían disminuciones aún superiores al 3% (disminución del 11% en 2031 respecto a 2025 en el escenario de potencia e inversión altas y disminución del 21% en el escenario de potencia alta e inversión continuista). Cabe señalar que en estas estimaciones se está considerando el ajuste de la retribución de las nuevas inversiones ligadas a la demanda de la Circular sobre la que el Consejo de Estado ha presentado observación esencial.

**Gráfico 3. Evolución del nivel medio de la retribución de la distribución de electricidad (2025 -2031) según el modelo de la Circular (en euros/MWh).**



*Fuente: Elaboración propia a partir del Anexo 1 de la Memoria complementaria de la Circular. No se incluyen los desvíos aplicados en los peajes.*

Por todo ello, esta consejera considera que el nivel de ajuste conjunto de las ganancias de eficiencia en OPEX planteado en la Circular captura de manera continuada, durante el propio periodo regulatorio, una parte relevante de las eficiencias conseguidas por el distribuidor. Este enfoque supone un fuerte desincentivo a que el distribuidor busque conseguir esas eficiencias en su

actividad, lo cual no puede considerarse una señal adecuada para un modelo retributivo. Es esencial dar un incentivo a que el distribuidor genere eficiencias en su actividad, que en última instancia revertirán en el consumidor, no únicamente en la empresa distribuidora. En opinión de esta consejera debería haberse modulado dicho ajuste de eficiencias en OPEX para que no se eliminen en la práctica los incentivos del modelo TOTEX planteado en la propuesta de Circular. Máxime cuando se está introduciendo por primera vez un modelo TOTEX en la actividad de distribución. Y ello, con el objetivo de equilibrar los incentivos de eficiencia, con una adecuada protección al consumidor, sin generar ni un exceso de riesgo ni una rentabilidad injustificada para el distribuidor.

Esta necesaria modulación en los ajustes de las eficiencias en los OPEX ha sido puesta de manifiesto en las alegaciones de numerosos agentes a las distintas versiones de la circular durante su tramitación<sup>42</sup>. Al respecto esta consejera considera que ante un cambio de modelo retributivo como el planteado en la Circular hubiera sido necesario mantener reuniones con el sector para preguntar sobre sus alegaciones y profundizar sobre los efectos de la Circular. Sin embargo, el Pleno de la CNMC que ha aprobado la Circular no se ha reunido ni una sola vez con los agentes para escucharlos y preguntar sobre las preocupaciones que han ido trasladando durante la tramitación de la Circular que introduce este nuevo modelo retributivo.

Finalmente, en opinión de esta consejera, llama la atención la explicación proporcionada a la observación no esencial del Consejo de Estado sobre el ajuste de eficiencias de los OPEX.

El consejo de Estado señala, por una parte, *“que se debe justificar con datos la afirmación de que la aplicación conjunta del factor de ajuste FA, el incentivo de reparto de márgenes (IRM) y el límite de la retribución por TOTEX (LR) permitirá obtener una retribución “que continúa siendo superior a los costes”*”. También indica que *“se debe incluir alguna justificación de las razones por las cuales espera que los datos considerados en el análisis referidos a las retribuciones de los años 2020 a 2022, vayan a mantener valores similares en el nuevo periodo regulatorio, habida cuenta de que muchos actores han alegado que en este periodo se espera un incremento significativo de costes y que la propia memoria pretende incentivar en los próximos años un mayor aprovechamiento de la red existente a través de actuaciones innovadoras, incentivas en OPEX.”*

Y concluye al respecto:

---

<sup>42</sup> La CNMC ha realizado por una consulta específica previa a la elaboración de la propuesta de Circular y 2 trámites de audiencia de la propuesta de Circular.

*(...) además debe justificar [se refiere a la CNMC] en la memoria que la aplicación de los distintos parámetros y ajustes de eficiencia permite a las empresas cubrir los costes propios de una empresa eficiente y bien gestionada y obtener una rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo, especialmente cuando el modelo aplica al mismo tiempo límites a la retribución por CAPEX y capturas de eficiencia a la retribución por OPEX.*

En la respuesta dada en la Memoria complementaria a esta observación no esencial del Consejo de Estado, se señala que las empresas distribuidoras no han visto incrementados sus costes operativos en los últimos años a pesar de estar invirtiendo todos los años en valores cercanos al límite de inversión. Sin embargo, en opinión de esta consejera no se circunscribe dicha respuesta a que el último año con retribución definitiva de la distribución es 2022, con datos de inversiones y gastos hasta 2020.

Asimismo, en la Memoria complementaria de la Circular se indica que *“Dado que se plantea un modelo donde todo el CAPEX desarrollado hasta el límite de inversión vigente actualmente (esto es 0,13% del PIB) se retribuye a cualquier inversión hasta el límite legal íntegramente al incorporarse a la base de activos a retribuir según el valor auditado. Por el propio diseño del modelo la empresa cubre los costes y además obtiene la rentabilidad con la que se ha diseñado el modelo”*.

Sin embargo, la explicación no responde sobre la captura de las eficiencias de los OPEX que es a lo que se refiere la observación del Consejo de Estado. En opinión de esta consejera la respuesta dada en la Memoria complementaria es contraria al objetivo esencial de un modelo TOTEX de evitar el sesgo en CAPEX. Al capturar de forma incoherente y desproporcionada las eficiencias en OPEX se estaría con este modelo retributivo incentivando a que las distribuidoras sesguen sus decisiones de inversión en CAPEX, retribuidas a costes auditados, en detrimento de tomar decisiones de optimizar los OPEX y buscar soluciones de flexibilidad.

Ante la falta de coherencia y proporcionalidad en el tratamiento de las eficiencias de OPEX respecto al objetivo pretendido del modelo TOTEX, esta consejera motiva su oposición a esta Circular.

D<sup>a</sup>. María Jesús Martín Martínez

