

**MEMORIA COMPLEMENTARIA DE LA
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**

REF. CIR/DE/006/24

Fecha 22 de diciembre de 2025

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. Objeto.....	3
2. Contenido del Dictamen	3
3. Consideraciones sobre el Dictamen	6
3.1 Aspectos competenciales	8
3.2 Mecanismo de sostenibilidad	11
3.3 Ajustes de eficiencia en OPEX	26
3.4 Empresas distribuidoras de menos de 10.000 clientes	26
4. Conclusión	27
ANEXO 1. Análisis del impacto en peajes de la propuesta.....	28

MEMORIA COMPLEMENTARIA DE 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.

1. Objeto

El objeto de la presente memoria complementaria es dar respuesta al contenido del Dictamen 1.179/2025 del Consejo de Estado, de fecha 17 de diciembre de 2025, sobre el proyecto de Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

2. Contenido del Dictamen

El Dictamen contiene 2 observaciones de carácter esencial, así como 2 observaciones no esenciales.

1. Observación esencial sobre la senda de inversiones sostenibles.

En el Dictamen se refiere 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, que consiste en la inversión del distribuidor que no requiere de un incremento de la potencia demandada a efectos de su reconocimiento retributivo.

Continúa indicando que la Ley del Sector Eléctrico habilita al Gobierno para determinar reglamentariamente las cuantías máximas de volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema (artículo 40.1.h), y que en la actualidad, este volumen máximo se establece en el R.D. 1048/2013, de 27 de diciembre, en el 0,13% del PIB.

Además, indica que en el expediente se ha puesto de manifiesto que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico está tramitando un proyecto de R.D. que ha sido sometido a audiencia pública y que permitiría superar el límite máximo de inversión en 1.540 millones €, a los efectos de financiar determinadas inversiones estratégicas con cargo al sistema. Y que de acuerdo con la memoria, un 30% de las inversiones de dicho extralímite no requerirían incremento de potencia en el corto plazo (inversiones en digitalización, inversiones anticipatorias e inversiones para la protección de la avifauna).

El Dictamen señala que la D.A. 4ª, apartado 3 del proyecto de Circular, prevé que si durante el periodo regulatorio se aprobasen modificaciones normativas que incrementasen el límite de inversión anual que no requieren incremento de

potencia, el valor de la senda de inversiones sostenibles aumentará también. Pero que sin embargo introduce dos limitaciones: (i) esta previsión solo se podrá aplicar si la empresa ha ejecutado un determinado volumen de inversión real y (ii) la recuperación del coste de estas inversiones extraordinarias solo está asegurado hasta el 30% del extralímite; por encima de ese umbral (el 70% restante) será necesario que las inversiones vengan acompañadas de nueva potencia.

El Dictamen concluye que el artículo 10 de la Circular proyectada, en relación con la D.A. 4ª, apartado 3, es contrario al artículo 40.1 h) de la Ley del Sector Eléctrico, formulando una observación de carácter esencial.

Asimismo, indica que el establecimiento de un límite a las inversiones retribuíbles con cargo al sistema excede de las competencias atribuidas a la CNMC en el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, e invade las atribuciones de planificación atribuidas al Gobierno por la Ley del Sector Eléctrico. Sostiene que la competencia del Gobierno para establecer los límites a la inversión impide que la CNMC pueda establecer un límite adicional, y que lo contrario implicaría un vaciamiento de competencias contrario al artículo 40.1.h) de la Ley del Sector Eléctrico.

A juicio del Consejo de Estado, ello obliga a revisar la regulación de senda de inversiones sostenibles que figura en el proyectado artículo 10 y en la disposición adicional cuarta, para eliminar todas aquellas previsiones que supongan introducir un límite adicional al establecido por el Gobierno.

2. Observación esencial al esquema de sostenibilidad

El Dictamen sostiene que los incentivos que establezca la CNMC en la metodología de retribución de la distribución eléctrica deben orientarse al cumplimiento de obligaciones y objetivos que tengan un fundamento legal expreso.

Indica que el esquema de sostenibilidad parece fundarse no sólo en el principio de eficiencia (artículo 14, apartados 2 y 3 de la Ley del Sector Eléctrico), sino también en la necesidad de incentivar una actuación del distribuidor orientada a incorporar al sistema nueva demanda y mayor flexibilidad. A este respecto, indica que la CNMC no puede crear incentivos que no tengan un sustento legal expreso, como sucede con la incorporación de nueva demanda a red. Y que no existe norma que obligue a los distribuidores a crear nueva demanda.

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 ésta no es una obligación del distribuidor y la CNMC carece de competencia

para exigirlo. El Dictamen señala que, en cambio, 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 éstas 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).

3. Observación no esencial sobre los ajustes de eficiencia

El Dictamen formula una observación no esencial, para que se refuerce la justificación en la memoria de lo siguiente:

- De un lado, 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) permite obtener una retribución que continúa siendo superior a los costes.
- De otro, y en conexión con lo anterior, justificar las razones por las cuales espera que los datos considerados en el análisis, referidos a las retribuciones de 2020 a 2022, vayan a mantener valores similares en el nuevo periodo regulatorio, habida cuenta de que muchos actores han alegado que se espera un incremento significativo de los costes y que la propia memoria prevé incentivar en los próximos años un mayor aprovechamiento de la red existente a través de actuaciones innovadoras, intensivas en OPEX.

Considera el Consejo de Estado que se debe justificar en la memoria que la aplicación de los distintos parámetros y ajustes de eficiencia permite a las empresas cubrir los costes de una empresa eficiente y bien gestionada y obtener una rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo.

4. Observación no esencial sobre el umbral de excepción de las pequeñas distribuidoras

El Dictamen formula una observación no esencial en relación con la D.T. 4ª del proyecto de Circular, que permite a los distribuidores de menos de 10.000 clientes solicitar de forma motivada que no les sea de aplicación el modelo TOTEX en el segundo semiperiodo regulatorio.

El Consejo de Estado estima que el proyecto de Circular debería reconsiderar la posibilidad de elevar este umbral hasta 100.000 clientes.

Sostiene que si bien ninguna norma obliga a fijar en 100.000 clientes la excepción de la D.T. 4ª, sería más coherente con la normativa sectorial europea y nacional. A estos efectos, cita los artículos 32.5 y 35.4 de la Directiva (UE) 2019/944; los artículos 12.4, 40.1 h) y la D.T. 4ª de la Ley del Sector Eléctrico, el R.D. 1048/2013, de 27 de diciembre, y el artículo 27.5 de la circular proyectada.

Adicionalmente, el Consejo de Estado indica que ha recibido alegaciones que sugieren ampliar el plazo de 3 meses para que las distribuidoras con menos de 10.000 clientes puedan presentar la solicitud motivada para acogerse a la exención, hasta el 1 de octubre de 2026. Considera el Consejo de Estado que sería conveniente ponderar los beneficios de esta medida para permitir la adaptación de las empresas de menor tamaño, salvo que concurran otras razones que aconsejen mantener el plazo previsto, las cuales deberían explicarse en la memoria.

3. Consideraciones sobre el Dictamen

La primera de las observaciones esenciales se plantea por el Consejo de Estado por motivos competenciales:

“Por todo lo anterior, entiende el Consejo de Estado que el artículo 10 de la Circular proyectada, en relación con la disposición adicional cuarta, apartado 3, es contrario al artículo 40.1.h) de la Ley del Sector Eléctrico en cuanto supone una invasión de las competencias que la ley reconoce al Gobierno para fijar la cuantía máxima de las inversiones.”

La segunda de las observaciones esenciales es más compleja; se basa en aspectos competenciales pero alcanza a otros aspectos (en particular, la consideración de la improcedencia de trasladar al distribuidor la función de que surja nueva demanda, al hacer depender de la misma su retribución):

“En segundo lugar, de acuerdo con una consolidada doctrina de este Consejo de Estado, la competencia normativa de la CNMC responde a un principio de atribución expresa y, además, no es genérica, sino limitada. El 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.

(...)

En respuesta a estas dudas del Consejo de Estado, la Ley de cambio climático y transición energética añadió al artículo 14 de la Ley del Sector Eléctrico un apartado 8 bis que expresamente se refiere a la incorporación en las metodologías retributivas de «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».

El último precepto citado 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.

(...)

Pues bien, con ser cierto 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.

(...)

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.

(...)

Como se ha razonado en el apartado IV de este dictamen, 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 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).

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.”

Se analizan a continuación estos dos aspectos (la cuestión competencial y la del incentivo de demanda del mecanismo de sostenibilidad):

3.1 Aspectos competenciales

La distribución de competencias entre la CNMC y el Gobierno es un tema complejo; la disociación de las competencias no es sencilla. El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que adecúa las competencias de la CNMC al Derecho europeo, contempla varios instrumentos de coordinación: la emisión por parte del Gobierno (a través del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) de unas orientaciones de política energética dirigidas a la CNMC, la existencia de un dictamen preceptivo de parte del Ministerio que se ha de recabar en el marco de la tramitación de las circulares normativas de la CNMC, y el establecimiento de una Comisión de Cooperación entre el Ministerio y la CNMC, que el Ministerio puede convocar. Particularmente, este último instrumento supone el mecanismo principal de conciliación cuyo objeto es alcanzar una solución consensuada a las discrepancias entre los dos organismos.

No han existido orientaciones del Gobierno para la presente circular. En su informe de 10 de octubre de 2025, el Ministerio apunta algunas problemáticas competenciales, pero o bien no da a las mismas un carácter definitivo, sino potencial y tangencial, admitiendo que en algún caso pudiera implicar (en función de la aplicación) una problemática potencial, o bien no las refiere a los aspectos que plantea el Consejo de Estado.

En efecto, el apartado 3.2.1 del informe (sobre “Aspectos competenciales”) se refiere a la problemática competencial, relacionándola con los planes de inversión. En concreto, se refiere a las previsiones de la propuesta de circular sobre aprobación del formato para la presentación de los planes, sobre establecimiento de costes unitarios para el volumen de inversión, y sobre las inversiones en proyectos piloto a los efectos de la consideración de los límites:

“3.2.1. Aspectos competenciales.

El Real Decreto 1048/2013 regula, entre otras cuestiones, las relacionadas con los planes de inversión, estableciendo que su contenido y formato serán aprobados por la Secretaría de Estado de Energía, previa propuesta por parte de la CNMC, cuestión esta importante teniendo en cuenta que esa información también es relevante a efectos retributivos y que ha de permitir la adecuada trazabilidad de los proyectos.

La propuesta de circular de retribución parece invadir competencias del Gobierno al establecer (art. 19) que será la CNMC la que determine mediante resolución el contenido y formato de los planes de inversión. (...)

Asimismo, la Propuesta señala que los costes unitarios que, eventualmente, pueda aprobar la CNMC, servirán para valorar el volumen de inversión con

derecho a retribución con cargo al sistema de los planes de inversión, extremo que no resultaría compatible con la propuesta de real decreto que está en tramitación. (...)

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

Estas problemáticas planteadas por el Ministerio han quedado solucionadas tras las modificaciones de la propuesta de circular o se han considerado finalmente soslayables por el propio Consejo de Estado.

Ahora bien, el informe del Ministerio no plantea objeción competencial relativa a la senda de inversiones, ni al incremento de potencia a considerar a los efectos de la referencia de inversión, los cuales indica están ligados a las obligaciones que sí residen en las empresas distribuidoras:

“Otro de los factores que determina el valor de NIA es la evolución de la potencia contratada. El valor de esta potencia no depende en último término del distribuidor sino del consumidor, quien puede verse motivado a modificar su potencia contratada por motivos diversos, como pueden ser, entre otros, la instalación de autoconsumo, la mejora de la eficiencia, la variación de la estructura de peajes o la situación económica de la empresa consumidora. Por este motivo, 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.

(...)

Por otra parte, en relación con este vínculo que hace depender la retribución de la demanda, se considera que la Propuesta debería articular los mecanismos que impidan someter a riesgo retributivo a los distribuidores que realicen inversiones para alimentar a otros distribuidores situados aguas abajo en el caso de que dichas inversiones se justifiquen por la demanda que se conectará a la red de este último. En estos casos, debería evitarse que una desacertada previsión de crecimiento de la demanda por parte de los distribuidores aguas abajo condicione la retribución de aquellos que están aguas arriba. Asimismo, esta previsión también evitaría que el distribuidor aguas arriba no invierta como consecuencia de la incertidumbre motivadas por unas previsiones ajenas a él derivadas de las estimaciones del distribuidor ubicado aguas abajo. Entre las opciones posibles podría

estudiarse la inclusión de esta inversión dentro del término del IHS [Inversión Histórica Sostenible] del distribuidor aguas arriba.”

[...]

Así, el Ministerio no plantea un problema competencial, sino la conveniencia de articular unos cambios técnicos en la regulación proyectada sobre la senda de inversiones y los incrementos de potencia. Precisamente, para acoger algunos de los comentarios del Ministerio sobre estos aspectos -entre otros- se realizó una nueva propuesta con los cambios oportunos que se sometió a una segunda audiencia.

Esta nueva propuesta fue también notificada al Ministerio, que, sin embargo, no ha emitido nuevo informe, ni ha manifestado la persistencia de algún tipo de problemática competencial ni ha convocado la Comisión de Cooperación.

Considera esta Comisión que no se debería apreciar, en este contexto, un problema competencial. En materias con una regulación compartida tan atomizada como sucede en el sector eléctrico, se producen sinergias, y hay efectos en la competencia de un organismo derivados del ejercicio por otro de las competencias propias, pero eso no tendría por qué implicar una vulneración competencial.

Finalmente, independientemente del informe del Ministerio, se considera que la retribución establecida en la propuesta de Circular no fija límites a la inversión. Únicamente establece una senda de referencia con fines meramente retributivos que se incorpora al modelo TOTEX, para proporcionar una mayor o menor retribución en función del incremento de demanda que se vaya conectado a las redes del distribuidor. El objetivo no es obligar al distribuidor a crear demanda, sino incentivar al distribuidor a buscar las soluciones de inversión más eficientes de desarrollo de su red, y acometer, por tanto, aquellas inversiones basadas, en cada momento, en la opción más eficiente posible: aquella que pueda dar respuesta suficiente a las solicitudes de acceso a su red, pero sin derivar en recursos de red ociosos, que, sin afectar a los límites de inversión previstos por el Ministerio, redundarían finalmente en extracostes para el sistema, por su falta de uso, y que deberán ser sufragados por todos los consumidores, mediante un mayor nivel de peajes.

No obstante lo anterior, que razona la no apreciación del problema competencial señalado, pero en respuesta a las consideraciones del Consejo de Estado se han eliminado todas aquellas previsiones que han sido entendidas como la introducción de un límite adicional al establecido por el Ministerio. En particular, las inversiones hasta el 0,13% del PIB se pasan a retribuir a coste auditado, en lugar del 80% del 0,13% del PIB. De esta forma, todo el volumen de inversión que pueden desarrollar anualmente las empresas con la normativa actual se pagaría a valor auditado, sin riesgo ligado al desarrollo de potencia. También se han eliminado las referencias al parámetro del límite de LR del 3%.

Asimismo, se establece expresamente que este nivel del 0,13% del PIB se incrementará si se aprobasen modificaciones normativas que incrementasen el límite de inversión anual, para las inversiones que no requieren incremento de potencia, de acuerdo con lo solicitado en el informe del Ministerio.

3.2 Mecanismo de sostenibilidad

Con respecto al mecanismo de sostenibilidad, como ya se ha indicado anteriormente, el Consejo de Estado indica que la CNMC no puede crear incentivos que no tengan un sustento legal expreso, como sucede con la incorporación de nueva demanda a red. Y que no existe norma que obligue a los distribuidores a crear nueva demanda.

En este sentido se ha procedido a modificar la Circular limitando únicamente el incentivo de sostenibilidad a aquellas inversiones que, en caso de aprobarse modificaciones normativas¹ que incrementen el límite de inversión anual a ejecutar por las empresas distribuidoras, se vinculen a nueva demanda.

Adicionalmente, se sustituye la limitación existente del 30% para la consideración de inversiones no vinculadas a demanda en el caso de que se aprobase un incremento del límite de inversión por un factor para tener en cuenta el peso concreto de estas para calcular las nuevas inversiones admisibles.

Este esquema sería acorde a la jurisprudencia acerca de la eficiencia como principio que opera a los efectos de la retribución de la actividad de distribución eléctrica y a las previsiones específicas de la normativa europea y española en materia de retribución de la distribución, tal y como se señala en los apartados siguientes.

Asimismo, este esquema sería coherente con lo solicitado por los sujetos en sus alegaciones en el trámite de consulta pública de la tramitación de la Circular.

3.2.1 Consideraciones de la jurisprudencia acerca de la eficiencia como principio que opera a los efectos de la retribución de la actividad de distribución eléctrica

Con ocasión de la impugnación de la retribución aprobada para algunas anualidades de la actividad de distribución eléctrica, el Tribunal Supremo ha

¹ 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

señalado que la legislación del sector eléctrico no prevé la compensación necesaria de los diferentes costes incurridos, debiendo considerarse a los efectos de la retribución otros principios que establece la normativa, como el de eficiencia (y el de coste mínimo para el sistema):

- STS 14 de julio de 2025 (rec. 903/2022):
*“Conviene recordar que el derecho a una retribución reconocida en la LSE no implica la garantía de recuperación de todos los costes individualmente considerados. La normativa del sector parte del principio del menor coste para el sistema (artículos 1.1 y 14.8 LSE), y define la sostenibilidad económica y financiera del sistema como su capacidad para satisfacer todos los costes necesarios, pero referidos a una empresa eficiente y bien gestionada (artículo 13 y artículo 14.3 LSE).
Por tanto, el concepto de "retribución adecuada" (artículo 40.3.a) LSE) no se equipara a la recuperación automática de todos los gastos que una empresa afirme haber incurrido, sino únicamente de aquellos considerados necesarios y eficientes.”*
- STS 19 de septiembre de 2025 (rec. 869/2022):
*“Sostiene que existe una obligación explícita -derivada del principio general de recuperación de inversiones y suficiencia de la retribución, consagrado para todas las actividades eléctricas con retribución regulada en el artículo 14.2, 3 y 8 de la LSE- de que las empresas distribuidoras recuperen los costes en los que incurren (más una retribución adecuada y razonable). Por ello, cualquier actuación o decisión del Ministerio que suponga dejar la retribución de una empresa distribuidora por debajo de lo que le corresponde se ha de considerar contraria a los referidos artículos de la LSE.
(...)
Cierto es que, como pone de relieve el Abogado del Estado en su escrito de contestación a la demanda, aunque dicho principio existe, no garantiza que todos los costes soportados por una empresa deban ser retribuidos. También deben considerarse otros principios como el del coste mínimo y la eficiencia empresarial.”*

Así, pues, la introducción en la metodología retributiva de aspectos como los de la senda de inversiones sostenibles o la consideración de los incrementos de potencia, para poder incentivar una parte de la retribución pueden tener justificación, en la medida en que respondan, precisamente, 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 art. 14 de la ley 24/2013, sobre la retribución de las actividades del sector eléctrico.

Más específicamente, esos dos aspectos, y singularmente el del incremento de potencia, resultan conformes con las previsiones específicas de la normativa

europea y española en materia de retribución de la distribución, como seguidamente se verá.

3.2.2 Conformidad de las previsiones del proyecto de circular con las previsiones específicas de la normativa europea y española en materia de retribución de la distribución

En el ámbito de la normativa europea, el artículo 32 de la Directiva (UE) 2019/944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, contempla los servicios de flexibilidad para mitigar los costes derivados de la ampliación de las redes:

“Los Estados miembros proporcionarán el marco jurídico necesario para permitir e incentivar que los gestores de redes de distribución obtengan servicios de flexibilidad, en particular para la gestión de las congestiones en sus zonas con el fin de mejorar la eficiencia en la explotación y el desarrollo de la red de distribución. En particular, el marco jurídico garantizará que los gestores de redes de distribución puedan adquirir esos servicios a partir de suministradores de generación distribuida, respuesta de demanda o almacenamiento de energía y promoverán la adopción de medidas de eficiencia energética, cuando dichos servicios puedan mitigar de forma eficiente en términos de costes la necesidad de incrementar o sustituir la capacidad eléctrica y sustenten el funcionamiento eficaz y seguro de la red de distribución. Los gestores de redes de distribución obtendrán estos servicios de conformidad con unos procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado, a menos que las autoridades reguladoras hayan establecido que la obtención de estos servicios es económicamente ineficiente o que dicha obtención daría lugar a graves distorsiones del mercado o mayores congestiones.”

Si bien, como indica el Consejo de Estado en su dictamen sobre este proyecto de circular, la Directiva está pendiente de trasposición², hay otras previsiones en la normativa europea en el mismo sentido, que cuentan con efecto directo:

² El plazo de trasposición venció el 31 de diciembre de 2020.

Cabe aclarar que, con respecto a otro apartado de este artículo 32 de la Directiva (UE) 2019/944, el propio dictamen del Consejo de Estado considera procedente el artículo 19 del proyecto de circular:

“El apartado 3 del artículo 32 de la directiva se refiere a los planes de desarrollo que deben presentar los gestores de la red de distribución y exige que incluyan información sobre los servicios de flexibilidad (precios de acceso a dichos servicios, respuesta de demanda, eficiencia energética o almacenamiento). De acuerdo con este mismo apartado, esta

El artículo 18 del Reglamento (UE) 2019/943, sobre mercado interior de la electricidad, con efecto directo desde el 1 de enero de 2020, prevé que las tarifas³ que financian las redes de transporte y distribución deben proporcionar incentivos a los gestores para actuar de forma eficiente en particular a los efectos de determinar de manera anticipatoria las inversiones a realizar en sus redes, sirviendo a las necesidades que se demanden (como novedad, a los servicios de flexibilidad) y a las conexiones que se precisen, y desarrollándose, así, la infraestructura de red conforme a las necesidades del consumidor:

“1. Las tarifas de acceso a las redes nacionales aplicadas por los gestores de las redes, incluidas las aplicadas por la conexión a las redes, el uso de las redes y, en su caso, los refuerzos de las redes relacionados, deberán ajustarse a los costes y ser transparentes, tener en cuenta la necesidad de seguridad flexibilidad en las redes y ajustarse a los costes reales, en la medida en que correspondan a los de un gestor eficiente de redes y estructuralmente comparable, y aplicarse de forma no discriminatoria. Esas tarifas no incluirán los costes no vinculados que respalden otros objetivos políticos.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 15, apartados 1 y 6, de la Directiva 2012/27/UE, y en los criterios del anexo XI de dicha Directiva, el método empleado para determinar las tarifas de la red apoyará de manera neutral la eficiencia global de la red a largo plazo mediante señales de precios para clientes y productores y, en particular, se aplicará de modo que no discrimine, ni positiva ni negativamente, entre la producción conectada al nivel de la distribución y la producción conectada al nivel del transporte. Las tarifas de la red no deberán discriminar, ni positiva ni negativamente, contra el almacenamiento de energía ni contra la agregación, ni desincentivar la autogeneración, el autoconsumo o la participación en la respuesta de la demanda. Sin perjuicio del apartado 3 del presente artículo, en ningún caso podrán estar dichas tarifas en función de las distancias.

2. Las metodologías de fijación de tarifas deberán:

información deberá ser presentada a la autoridad reguladora, exigencia que reitera el apartado 4.

A la vista de lo anterior, no aprecia el Consejo de Estado en este punto ninguna invasión de las competencias del Gobierno, puesto que el proyectado artículo 19 se limita a reproducir el marco normativo vigente y a prever la incorporación a los formatos de presentación de los planes de inversión de determinada información sobre servicios de flexibilidad.”

³ Al referirse a los incentivos en las tarifas por parte de los gestores de la redes, implícitamente está refiriéndose a la retribución que percibirán los distribuidores cuando los consumidores paguen esas tarifas o peajes de acuerdo a la nomenclatura de la normativa española.

- a) reflejar los costes fijos de los gestores de redes de transporte y de los gestores de redes de distribución y tener en cuenta tanto los gastos de capital como los gastos operativos, a fin de proporcionar a dichos gestores incentivos adecuados tanto a corto como a largo plazo, incluida la inversión anticipatoria, para aumentar la eficiencia, en particular la eficiencia energética;*
- b) fomentar la integración del mercado, la integración de la energía renovable y la seguridad del suministro;*
- c) apoyar el uso de servicios de flexibilidad y posibilitar el uso de conexiones flexibles;*
- d) promover inversiones eficientes y oportunas, incluidas soluciones para optimizar la red existente⁴;*
- e) facilitar el almacenamiento de energía, la respuesta de la demanda y las actividades de investigación conexas;*
- f) contribuir al cumplimiento de los objetivos establecidos en los planes nacionales integrados de energía y clima, reducir el impacto ambiental y fomentar la aceptación pública, y*
- g) facilitar la innovación en interés del consumidor en ámbitos como la digitalización, los servicios de flexibilidad y las interconexiones, en particular para desarrollar la infraestructura necesaria para alcanzar el objetivo mínimo de interconexión de electricidad para 2030 establecido en el artículo 4, letra d), punto 1, del Reglamento (UE) 2018/1999.*
(...)"

Asimismo, conforme al artículo 59.1 de la mencionada Directiva (UE) 2019/944, el establecimiento de esas tarifas que financian las actividades de red es competencia de la CNMC (autoridad reguladora nacional en materia energética)⁵:

⁴ La optimización de la red pasa por un mayor uso de la misma red por más generación o demanda con un menor coste para el consumidor. Teniendo en cuenta los objetivos de electrificación del PNIEC, las inversiones oportunas en estos momentos estarían, sobre todo, ligadas a la conexión de más demanda, a la vista de las numerosas denegaciones de acceso que se están produciendo en las redes.

⁵ En el marco de la transposición de la normativa europea que realiza el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, esta competencia que la normativa europea atribuye a las autoridades nacionales de regulación se refleja en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, tanto en la determinación de los peajes (pagos de los consumidores por el uso de la red) como en la determinación de la retribución (derechos de cobro de los gestores de la red), que son las dos perspectivas que tiene esta competencia en España conforme al sistema de aplicación uniforme de peajes que diseña la legislación sectorial

“1. La autoridad reguladora tendrá las siguientes obligaciones:

a) establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución o sus metodologías o las dos cosas; (...)”

En línea con los objetivos antes señalados de adecuar el desarrollo de las infraestructuras de red a las necesidades del consumidor (garantizando una energía asequible al mismo), se sitúa el considerando 11 de la Directiva 2024/1711, por la que se modifican las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión, que recuerda el objetivo de reducir la necesidad de ampliación de la red eléctrica si no hay justificación para ello:

“Los cambios en la configuración del mercado de la electricidad deben garantizar que los beneficios que se obtengan a través de una mayor implantación de la energía renovable, y de la transición energética en su conjunto, repercutan en los consumidores, incluidos los más vulnerables, y en última instancia, los protejan de las crisis energéticas y eviten que nuevos clientes domésticos caigan en la pobreza energética. Estos cambios deben atenuar el impacto de los precios elevados de los combustibles fósiles, en particular los del gas, en los precios de la electricidad, con el fin de que los clientes domésticos y las empresas puedan aprovechar a largo plazo los beneficios de una energía asequible y segura procedente de fuentes renovables sostenibles e hipocarbónicas, así como los de las soluciones eficientes desde el punto de vista energético en la disminución de los costes totales de la energía, ya que pueden reducir la necesidad de ampliación de la red eléctrica y la capacidad de generación.”

En el ámbito de la normativa española, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, recoge, en su artículo 40.1, la obligación de los distribuidores de desarrollar su red o ampliar sus instalaciones cuando ello es necesario, precisamente, para atender mayores demandas de suministro de energía:

*“Los distribuidores, como titulares de las redes de distribución, tendrán las siguientes obligaciones:
(...)”*

(artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre: “Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores y los productores y los agentes por las exportaciones de energía a países no comunitarios, destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución”).

b) Ser responsables de la construcción, operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable⁶ de distribución de electricidad de acuerdo a los criterios establecidos por la Administración General del Estado, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla.

(...)

e) Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico en los términos que se establezcan reglamentariamente, sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas eléctricas y de las obligaciones que correspondan al promotor de acuerdo con el artículo 16.1.c) del texto refundido de la Ley de Suelo, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio.

(...)"

En el mismo sentido, el artículo 42 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, impone a los distribuidores la obligación de adecuar tanto las dimensiones como el equipamiento de sus instalaciones a las necesidades de la demanda:

“Los elementos integrantes de las instalaciones de la red de distribución tendrán un equipamiento adecuado para poder atender a las necesidades técnicas requeridas, incluyendo en su caso los elementos de control de potencia reactiva, así como para garantizar la seguridad de las mismas, debiendo cumplir con los procedimientos de operación de las redes de distribución que se aprueben al respecto.

Las redes de distribución deberán ser dimensionadas con capacidad suficiente para atender la demanda teniendo en cuenta las previsiones de su crecimiento en la zona.”

Así, es obligación del distribuidor ajustar las inversiones en su red a las efectivas necesidades de la demanda, y es obligación de la CNMC, al reglar la retribución de la distribución, condicionar la retribución de las nuevas inversiones de los

⁶ Como han puesto de manifiesto iniciativas recientes como la publicación de los mapas de capacidad de la red de distribución, existe la necesidad de disponer de más capacidad para conectar demanda a las redes de distribución, priorizando las soluciones más eficientes en tiempo y coste para los consumidores, soluciones que indefectiblemente debe promover el distribuidor.

distribuidores a su efectiva utilidad en este sentido (la cobertura de necesidades de la demanda).

Cabe aclarar que no se trata de algo novedoso, contenido meramente en la normativa vigente. Metodologías previas de la retribución de la actividad de distribución ya lo valoraban así, previendo específicamente la variación de la retribución en función del aumento de demanda de los consumidores:

- El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, disponía lo siguiente en su artículo 20: *“La retribución global de la actividad de distribución se calculará anualmente con una actualización del IPC-1 y considerando un incremento anual de la demanda prevista en barras de central afectada de un factor de eficiencia que no podrá ser superior al 0,4 de dicha variación de demanda prevista”*.
- El Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, indicaba lo siguiente:
 - Preámbulo:
“El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, estableció el régimen económico de la actividad de distribución de energía eléctrica, que se ha venido aplicando hasta la fecha.

Dicho régimen adolece de importantes deficiencias derivadas, en primer lugar, del hecho de que los incrementos anuales de la retribución de la actividad de distribución eléctrica se establecen a nivel global para todo el conjunto de empresas, sin considerar las especificidades propias de cada zona geográfica (en especial, las variaciones zonales de la demanda), lo que no retribuye adecuadamente la inversión en aquellas zonas en las que la demanda crece por encima de la media.”
 - Artículo 8:
“Dicha variación de la retribución reconocida incluirá el aumento de los costes de inversión, operación y mantenimiento y otros costes, que se definen en el artículo 7, imputable al aumento de la demanda en abonado final, una vez corregido el efecto de laboralidad y temperatura, de los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora i, calculado en cómputo interanual en el mes de octubre del año n-1.”

Precisamente, 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 en tramitación, subordina la admisibilidad de nuevas inversiones a la atención que se logre, a través de ellas, de nueva demanda:

“En el caso de la distribución, esta inversión adicional deberá estar dirigida a mejoras en el control, gestión y observabilidad de la red; así como a atender nuevas demandas asociadas a consumos industriales, residenciales, o ligados a la descarbonización del transporte. Para demostrar la efectividad de estas inversiones adicionales y su coste-beneficio favorable para el conjunto de los consumidores, las empresas distribuidoras deberán demostrar haber podido otorgar permisos de acceso por, al menos, el 75% del incremento de capacidad derivado de estas inversiones a las tipologías de consumidores previstos.”

Por ello, el apartado 5 de la disposición adicional segunda del proyecto de real decreto obliga a justificar que las inversiones adicionales han atendido un incremento de la capacidad de demanda:

“En el caso de que una empresa distribuidora destine su incremento del límite de inversión del año n a inversiones que respondan a alguno de los supuestos c) o d) del apartado primero de esta disposición adicional, deberá presentar la documentación justificativa que permita demostrar que, como consecuencia de dichas inversiones, se han logrado otorgar permisos de acceso por, al menos, un 75% del incremento de capacidad recogido en el archivo PI_INCREMENTO_R1-XXX.txt.”

Pues bien, la previsión que contiene el proyecto de circular de esta Comisión de que los incrementos de potencia se considerarán conforme a la potencia adscrita a los derechos de extensión es resultado justamente de la coordinación con el Ministerio; es el resultado de atender las observaciones del Ministerio en su informe de 10 de octubre de 2025, en el que le indicaba a la CNMC lo siguiente: *“Por este motivo, 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.”*

El Ministerio consideró que procedía tener en cuenta un incremento de potencia, y entendió que, mejor que considerar la potencia del contrato de acceso, como hacía la propuesta inicial de circular, se debía considerar la potencia de los derechos de extensión o acometida. Ello es lo que hace el proyecto final de circular.

Asimismo, planteaba la posibilidad de reconsiderar la vinculación de la demanda a ciertas inversiones donde la demanda pudiera no ser el motivo que induce la construcción de estas, como por ejemplo en el caso de las inversiones

anticipatorias y de digitalización, entendiéndose que sí cabría considerar este parámetro para el resto de inversiones:

“ Si bien algunas empresas del sector han venido manifestando que ciertas inversiones no se acometen por no disponer de margen de inversión suficiente para poder invertir, por lo que no parece haber un riesgo muy elevado, debería analizarse en detalle qué parámetros o incentivos asociados a la “demanda” han de introducirse en la retribución que estén ligados a la decisión de inversión del distribuidor y no a decisiones que pudieran no depender de este.

El caso más extremo lo plantean las denominadas “inversiones anticipatorias”, un elemento necesario para la consecución de los objetivos de electrificación de la economía y que, como su propio nombre indica, se anticipan a la demanda

Asimismo, el hecho de que la retribución se encuentre determinada por el valor que tome el IHS más otras ligadas al incremento de demanda, eleva el riesgo retributivo de construir determinadas instalaciones no contenidas en el IHS y en las que la demanda podría no ser el driver que induce la construcción de estas. Este sería el caso de algunas inversiones de digitalización, las necesarias para cumplir obligaciones legales o la reposición de activos cedidos por terceros que se incorporan con valor nulo a la base regulatoria de activos y que, por lo tanto, no se tienen en cuenta en el IHS.”

Esta consideración se ha incluido modificando la propuesta de Circular, tal y como se ha indicado anteriormente.

De esta forma, el esquema de sostenibilidad propuesto, con las modificaciones incluidas en el segundo trámite de audiencia y tras el dictamen, perseguirían los mismos objetivos que las alternativas que plantea el Consejo de Estado en su dictamen que dice que sí son funciones del distribuidor (*“el esquema de sostenibilidad podrá incentivar actuaciones como «el aprovechamiento de la red existente» o «la mejora de los procesos de acceso y conexión»*). Así, la propuesta de Circular incentiva al distribuidor a conceder el máximo número de accesos a la red, a agilizar sus procesos de tramitación de solicitudes de acceso y a decidir cuáles son las mejores inversiones que proporcionen la posibilidad de conectar a más potencia a la red.

3.2.3 Sobre el “concepto de actividad de bajo riesgo”

El Consejo de Estado, al referirse a la consideración de los incrementos de potencia en el marco de la determinación de las Nuevas Inversiones Admisibles, recuerda también que la actividad de distribución eléctrica está considerada

legalmente una “actividad de bajo riesgo”, advirtiendo que la introducción de elementos que operen negativamente sobre la retribución de las empresas debe ser considerada con cautela. Debe, por tanto, reflexionarse sobre el “concepto de actividad de bajo riesgo” para concluir que el sentido de la expresión no resulta alterado por las previsiones de la circular. Y ello no sólo por lo expuesto en los dos apartados precedentes, sino también por la valoración del término que ha realizado el Tribunal Supremo.

En efecto, la expresión “*retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo*” empleada en el artículo 14.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, ha sido valorada por el Alto Tribunal -en concreto, respecto de la distribución eléctrica- con ocasión de la impugnación del Real Decreto 1048/2013, de 27 de septiembre, por el que se establecía la anterior metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

El Tribunal Supremo destaca que su fundamentación está en el hecho de que, como actividad de red, está configurada como monopolio, y, por tanto, no hay competidores que pongan en riesgo el negocio del distribuidor, el cual tiene su retribución garantizada conforme a unas previsiones normativas:

“El recurso cuestiona, en primer lugar, los apartados 1 y 3 del artículo 14 del RD 1048/2013 y el artículo 14.3 y la Disposición Adicional Décima, apartado tercero, de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, en cuanto califica la actividad de distribución como de “bajo riesgo”. Y por aplicar el criterio de la deuda pública del Estado a 10 años como tasa de rentabilidad aplicable a la retribución de la distribución.

Considera que la calificación como actividad de bajo riesgo no se corresponde con la realidad y es arbitraria, pues dicha actividad es esencial para la industria y para la sociedad, asumiendo muchas obligaciones de una altísima responsabilidad.

La retribución de las empresas distribuidoras está fijada en normas con rango legal: la Disposición Adicional Décima, apartado tercero y el art. 14.3 de la Ley 24/2013, estableciendo la exposición de motivos de esta última norma que <para las actividades con retribución regulada, la ley refuerza y clarifica los principios y criterios para el establecimiento de los regímenes retributivos, para los que se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de rentabilidades adecuadas en relación con el riesgo de la actividad>. De modo que la propia ley ya fijaba un régimen retributivo conforme al riesgo de la actividad de que se trate.

La consideración de la actividad de las empresas distribuidoras como “de bajo riesgo” ya se afirmaba en la Exposición de Motivos del Real Decreto-ley 9/2013

<estos regímenes económicos permitirán una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, puesto que las actividades de red no están expuestas directamente a los riesgos propios del mercado de producción y porque, con independencia de la situación de la demanda, los regímenes retributivos otorgan para las instalaciones en servicio una retribución durante la vida útil regulatoria de ésta, siempre que la misma se mantenga operativa. En aplicación de este último principio se establece una tasa de retribución de los activos ligada a las Obligaciones del Estado más una diferencia>. Las razones por las que estas empresas tienen la consideración de "bajo riesgo" ya se contiene, por tanto, en la exposición de motivos de dicha norma legal. Y se reafirma en el art. 14.3 de la Ley 24/2013 (<para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctrico de los territorios no peninsulares son régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio nacional, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo>).

De modo que la consideración de la actividad de distribución de energía como una actividad de "bajo riesgo", y la consiguiente fijación de su régimen retributivo, no es imputable al Real Decreto 1048/2013 sino a la Ley del Sector Eléctrico. Calificación no puede considerarse arbitraria sino que se corresponde a las condiciones del ejercicio de esta actividad en el mercado, pues el distribuidor en la zona de su red tiene monopolio natural. El sistema es de red única y monopolio natural en cuanto a la distribución y el transporte, lo que implica necesariamente que estas redes no pueden ser duplicadas en las respectivas zonas, autorizando nuevas redes de distribución, aunque el sistema de "monopolio natural" que implica la existencia de una única red, no implica un solo distribuidor cuando existen varios en la zona, aunque sí se asegura una retribución garantizada.

Esta calificación ya se establecía para la actividad de distribución de energía eléctrica en el art. 40 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y lo ha confirmado este Tribunal en diversas sentencias, entre ellas en la STS 8 de octubre de 2008, (rec. 538/2006) en el que con referencia a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre se afirmaba que <la liberalización y libre competencia del sector eléctrico que es plena en la generación y comercialización de la energía, y limitada en su transporte y distribución, monopolio natural en el que si bien se generaliza el acceso de terceros a las redes, sin embargo su retribución continúa siendo fijada administrativamente con el fin de evitar el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia del principio de red única>. Y se reitera en la STS de 22 de noviembre de 2013 (Recurso: 3578/2010) entre otras.

Y en similares términos el Tribunal Constitucional, resolviendo el recurso de inconstitucionalidad de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, también ha considerado en su STC 60/2016, de 17 de marzo de 2016 que <El derecho de acceso de terceros a las redes de distribución, con su correspondiente uso, es, dado el carácter de monopolio natural de las redes, uno de sus pilares fundamentales, en cuanto que, al suponer la facultad de utilización de la red ya instalada, permite un mercado de agentes múltiples en un sistema de red única>. Y en similares términos la STC 148/2011, de 28 de septiembre de 2011 afirma que <la actividad de distribución tiene un carácter de monopolio natural determinado por la existencia del principio de red única que ha de ser gestionado al menor coste posible con una retribución fijada administrativamente>.

Por todo ello, no puede entenderse que la fijación de un régimen retributivo para el sector de la actividad de distribución de energía eléctrica, partiendo de su calificación como actividad de "bajo riesgo" como consecuencia de la situación de monopolio natural en la zona de distribución y su retribución garantizada normativamente, no puede tacharse de arbitraria, por lo que no es necesario el planteamiento de una cuestión de inconstitucionalidad contra la previsión legal que así lo dispone."

(STS 1784/2016, de 14 de julio; rec. 182/2014.)

Así, pues, el concepto de actividad de bajo riesgo, aplicado a la distribución eléctrica, se corresponde con el hecho de que el negocio del distribuidor no se ve amenazado por un competidor, y la percepción de su retribución está regulada por una normativa.

Por ello, ha de concluirse que el mecanismo de sostenibilidad que establece la Circular no afecta en lo esencial a la previsión legal de que la distribución es una actividad de bajo riesgo (ya que las dos circunstancias a las que de modo fundamental se asocia esa expresión van a seguir concurriendo). A estos efectos, resulta muy ilustrativa la labor de contraste con el sector del gas que seguidamente se expone.

3.2.4 En el sector del gas

El artículo 60.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, configura las actividades reguladas del sector del gas natural (transporte, regasificación, almacenamiento y distribución) como actividades de "bajo riesgo", pese a lo cual pueden verse sujetas a incentivos (también negativos):

"En la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema

gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

La metodología de retribución de las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución de gas natural deberá incluir los incentivos que correspondan, que podrán tener signo positivo o negativo, para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado que permita disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos.”

No obstante esta consideración de “bajo riesgo”, que es equivalente a la prevista para las actividades reguladas del sector eléctrico, en la metodología retributiva del gas natural el distribuidor soporta íntegramente el riesgo de la actividad.

Precisamente, el dictamen del Consejo de Estado 1.177/2025, sobre el proyecto de circular relativo a la tasa de retribución financiera, ha señalado esta particularidad de la distribución gasista: “...en la distribución de gas natural el riesgo de la inversión lo soporta íntegramente la empresa gasista y el sistema retributivo responde a un modelo de actividad (cosa que no ocurre en el caso de la actividad de distribución de energía eléctrica)”.

Sin embargo, que la distribución de gas natural se retribuya conforme a un modelo de actividad (en realidad, un modelo mixto, pues la retribución base retribuye activos preexistentes) responde a una decisión del regulador, como señaló el Consejo de Estado en su dictamen 84/2020, sobre la circular de distribución gasista: “En el desarrollo de la nueva metodología se abren al regulador distintas opciones; las más relevantes son las siguientes: en cuanto al modelo retributivo (en función de que prime parámetros de actividad, en línea con el modelo vigente, o de retribución por activos, lo que determinaba la necesidad de valorar nuevamente los activos de las empresas); en relación con la opción continuista o de ruptura con la metodología anterior (la recogida en el anexo X de la Ley 18/2014); y, sobre todo, una vez detectada la existencia de sobrerretribución, acerca de la cuantía del recorte o disminución de la retribución de los distribuidores.”

En síntesis, el modelo adoptado por la citada Circular 4/2020, de 31 de marzo, sobre metodología de la retribución de la actividad de distribución de gas natural, se fundamenta en una retribución base para los activos preexistentes a 2021 (que se determina aplicando un ajuste para evitar la sobrerretribución derivada de la existencia de activos ya amortizados) y una fórmula paramétrica para valorar el nuevo mercado o el decremento del mismo que se desarrolla cada año, cuyos precios son explícitos y constantes durante el periodo regulatorio 2021-2026.

En tal sentido, ni la legislación del sector eléctrico ni la del sector de hidrocarburos condicionan el concreto modelo retributivo a elegir, siempre y cuando dicho modelo cumpla con los principios y exigencias que dicha legislación establece en materia de retribución de actividades reguladas (en esencia, ha de consistir en la retribución que correspondería a una empresa eficiente y bien gestionada, permitiendo la obtención de una retribución adecuada a una actividad de bajo riesgo).

El señalado modelo retributivo para la distribución de gas natural (basado, como se ha dicho, en el desarrollo o contracción del mercado que se produzca), no solo recibió el juicio favorable del Consejo de Estado, sino que se ha confirmado por la Audiencia Nacional en diversas sentencias que han devenido firmes al haberse inadmitido los subsiguientes recursos de casación por el Tribunal Supremo.

Cabe citar, por todas, la Sentencia de 20 de noviembre de 2025, dictada en el recurso 1252/2020, la cual validó el modelo mixto de retribución establecido en la circular de retribución de gas natural, respaldando el ajuste que a través de dicho modelo se aplicaba, con la siguiente argumentación:

“Por otro lado, en la misma línea delimitadora del modelo de enjuiciamiento que el Ordenamiento jurídico nos encomienda, la legalidad de la norma enjuiciada no se predicará únicamente de aquella que pueda considerarse el óptimo ajuste con las normas y principios de contraste, sino también de la plasme una opción no los violente. Y es que, en esta materia, no cabe una única opción sino varias, y, aun cuando pudiera convenirse en la legalidad de otras regulaciones de la materia, lo esencial aquí y ahora es si la concreta regulación enjuiciada se ajusta o no a la legalidad a la que se subordina por estar sustentada en criterios reconducibles sin violencia a los preceptos legales y reglamentarios a los que ha de ajustarse.

Con esta óptica rechazamos los argumentos de la demanda que se sustentan en que la Circular impugnada adopta, supuestamente, un modelo distinto al que acogió en las primeras versiones de la circular barajadas por la CNMC o en que no se ajusta completamente a uno de los dos modelos de retribución que el actor considera ortodoxos: i) el modelo de retribución a la actividad, en el que no se retribuye la inversión y es el agente económico el que decide si invertir o no en función del rendimiento esperado por su utilización; ii) el modelo RAB que retribuye la inversión.

Lo que importa es si el concreto modelo adoptado en la circular se acomoda o no a la legalidad a la que se subordina y, más en concreto, si el ajuste retributivo que se aplica en la Circular a partir del modelo mixto

de retribución que se adopta en cuanto a las inversiones anteriores a 2000, se ajusta o no a los preceptos legales que se dicen infringidos.”

Adicionalmente, se señala que el distribuidor de gas en un contexto de descarbonización en años recientes, para limitar la caída retributiva consecuencia del modelo actual, ha necesitado ser proactivo para sustituir demanda que se ha desplazado a otros vectores energéticos, con nuevos consumidores y demanda.

3.3 Ajustes de eficiencia en OPEX

La rentabilidad de la actividad regulada viene dada por la tasa de retribución financiera que es aplicada sobre la base de activos a retribuir (CAPEX neto) según un principio de diseño metodológico: se calcula para obtener la rentabilidad adecuada de una empresa eficiente y bien gestionada; esta TRF se justifica ampliamente en la Circular correspondiente que se aprueba en paralelo.

Si adicionalmente las empresas mantienen parte de las eficiencias operativas de periodo anterior (50%), tal como se diseña en la metodología objeto de esta circular, y generan nuevas eficiencias con la construcción de nuevos activos, obtienen una rentabilidad adicional. Para ello no hay que olvidar que la senda de referencia del OPEX se construye incrementando cada año un componente adicional, correspondiente a todas las nuevas inversiones realizadas, que se suma a la referencia del año anterior. Como se ha detallado en el análisis del periodo retributivo anterior, 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 de referencia establecido por el Ministerio.

Dado que se plantea un modelo donde todo el CAPEX desarrollado, hasta el límite de inversión vigente actualmente (esto es 0,13% PIB), se retribuye cualquier inversión hasta ese límite 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.

Además, en el caso de que el límite de inversión se vea ampliado, bien porque de forma extraordinaria se aumente el límite o porque se adquieran instalaciones de terceros, se le aplica el mismo tratamiento. La referencia de OPEX incorporará el componente adicional retributivo que corresponda de las inversiones admisibles.

3.4 Empresas distribuidoras de menos de 10.000 clientes

Respecto al plazo para presentar la solicitud prevista en la disposición adicional cuarta por estos distribuidores, se modifica la citada disposición ampliándose el

mismo hasta el 1 de octubre de 2026, con el fin de proporcionarles un mayor tiempo de análisis de los impactos de las alternativas.

4. Conclusión

Como conclusión, para dar cumplimiento al Dictamen del Consejo de Estado:

1. Se acoge la primera observación esencial formulada por el Consejo de Estado, 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.
2. A la vista de la segunda observación esencial formulada por el Consejo de Estado, se procede a reformular el mecanismo de sostenibilidad limitando únicamente 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.
3. Con respecto a la observación no esencial sobre la necesidad de una mayor justificación de distintos parámetros y ajustes de eficiencia que permita a las empresas cubrir los costes de una empresa eficiente y bien gestionada y obtener una rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo, se introduce una mayor justificación en esta memoria.
4. Sobre el plazo necesario para que los distribuidores de menos de 10.000 clientes puedan solicitar la no aplicación del modelo TOTEX, se amplía de 3 meses hasta el 1 de octubre de 2026, con el fin de proporcionarles un mayor tiempo de análisis.

ANEXO 1. ANÁLISIS DEL IMPACTO EN PEAJES DE LA PROPUESTA

A continuación, se presentan las estimaciones del impacto en la facturación y en el precio medio de los peajes asociados a la distribución de los escenarios analizados⁷.

En ambos casos la potencia considerada es la correspondiente a los escenarios previstos en la Memoria justificativa de la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el año 2026, sin incluir el peaje 6.4.TD

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

Los escenarios de inversión considerados son:

- **Inversión continuista:** Inversiones de cada uno de los ejercicios 2026 a 2029 (retribuciones 2028 a 2031) coincidentes con el 0,13% del PIB.
- **Inversión alta:** Inversiones de cada uno de los ejercicios 2026 a 2029 (retribuciones 2028 a 2031) coincidentes con el 0,13% del PIB incrementado en 1.540 M€ anuales, en línea con lo establecido en el proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Se ha considerado que el 30% del incremento de inversiones no están vinculadas a demanda.

⁷ El incremento del año 2026 con respecto a 2025 se ha calculado tomando para 2025, la retribución de la distribución recogida en la Resolución de la CNMC por la que se establecen los peajes del año 2025. Todos los cálculos retributivos se han realizado con una TRF de 6,58%.

Escenarios inversión en la red de distribución(Millones €)			
<i>Año inversión</i>	<i>Año retribución</i>	Continuista	Alta
2024	2026	2.078	2.078
2025	2027	1.917	1.917
2026	2028	2.281	3.821
2027	2029	2.367	3.907
2028	2030	2.453	3.993
2029	2031	2.538	4.078

Escenario Potencia Continuista e Inversión Continuista

Facturación (miles €)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	3.511.811	3.866.228	3.730.112	3.792.187	3.882.036	3.860.661	3.971.531	4.084.677
3.0 TD	676.613	744.898	723.289	728.592	736.429	732.827	754.368	776.914
6.1 TD	938.240	1.032.928	997.596	1.012.690	1.034.572	1.028.977	1.058.638	1.089.034
6.2 TD	132.179	145.519	140.542	142.668	145.751	144.963	149.141	153.423
6.3 TD	33.427	36.801	35.542	36.080	36.860	36.660	37.717	38.800
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5.292.271	5.826.374	5.627.081	5.712.218	5.835.647	5.804.087	5.971.394	6.142.849

Precio medio (€/MWh)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	47,38	52,16	47,93	47,82	47,93	47,37	48,44	49,53
3.0 TD	19,56	21,53	20,21	20,21	20,25	20,01	20,45	20,91
6.1 TD	13,87	15,27	14,45	14,54	14,73	14,51	14,82	15,12
6.2 TD	5,93	6,53	6,23	6,28	6,38	6,30	6,44	6,59
6.3 TD	3,28	3,61	3,12	3,14	3,17	3,13	3,19	3,25
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	23,26	25,61	23,89	23,96	24,17	23,86	24,37	24,89

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

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

Escenario Potencia Continuista e Inversión Alta

Facturación (miles €)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	3.511.811	3.866.228	3.730.112	3.792.187	3.981.869	4.030.681	4.215.574	4.400.373
3.0 TD	676.613	744.898	723.289	728.592	755.368	765.100	800.722	836.960
6.1 TD	938.240	1.032.928	997.596	1.012.690	1.061.178	1.074.292	1.123.689	1.173.203
6.2 TD	132.179	145.519	140.542	142.668	149.499	151.347	158.306	165.281
6.3 TD	33.427	36.801	35.542	36.080	37.808	38.275	40.035	41.799
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5.292.271	5.826.374	5.627.081	5.712.218	5.985.721	6.059.694	6.338.325	6.617.616

Precio medio (€/MWh)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	47,38	52,16	47,93	47,82	49,17	49,45	51,42	53,36
3.0 TD	19,56	21,53	20,21	20,21	20,77	20,89	21,71	22,53
6.1 TD	13,87	15,27	14,45	14,54	15,11	15,15	15,73	16,29
6.2 TD	5,93	6,53	6,23	6,28	6,54	6,58	6,84	7,09
6.3 TD	3,28	3,61	3,12	3,14	3,26	3,27	3,38	3,50
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	23,26	25,61	23,89	23,96	24,80	24,91	25,87	26,82

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

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

Escenario Potencia Alta e Inversión Continuista

Facturación (miles €)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	3.511.811	3.866.228	3.730.112	3.778.850	3.855.838	3.830.881	3.937.321	4.052.338
3.0 TD	676.613	744.898	723.289	741.930	762.627	762.606	788.577	809.253
6.1 TD	938.240	1.032.928	997.596	1.012.690	1.034.572	1.028.977	1.058.638	1.089.034
6.2 TD	132.179	145.519	140.542	142.668	145.751	144.963	149.141	153.423
6.3 TD	33.427	36.801	35.542	36.080	36.860	36.660	37.717	38.800
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5.292.271	5.826.374	5.627.081	5.712.218	5.835.647	5.804.087	5.971.394	6.142.849

Precio medio (€/MWh)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	47,38	52,16	47,93	48,09	48,53	47,61	48,23	48,81
3.0 TD	19,56	21,53	20,21	20,50	20,92	20,76	21,30	21,88
6.1 TD	13,87	15,27	14,45	13,89	13,13	11,97	11,22	10,67
6.2 TD	5,93	6,53	6,23	6,14	6,06	5,78	5,67	5,56
6.3 TD	3,28	3,61	3,12	2,66	2,39	2,06	1,81	1,70
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	23,26	25,61	23,89	23,40	22,71	21,31	20,67	20,35

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

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
1,2%	0,3%	0,9%	-1,9%	1,3%	1,2%
3,3%	1,4%	2,1%	-0,7%	2,6%	2,7%
4,2%	-3,8%	-5,5%	-8,8%	-6,3%	-4,9%
5,0%	-1,4%	-1,4%	-4,6%	-1,9%	-1,9%
-4,8%	-14,7%	-10,1%	-14,1%	-12,1%	-5,7%
2,7%	-2,0%	-3,0%	-6,2%	-3,0%	-1,6%

Escenario Potencia Alta e Inversión Alta

Facturación (miles €)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	3.511.811	3.866.228	3.730.112	3.778.850	3.994.887	4.076.214	4.303.392	4.531.494
3.0 TD	676.613	744.898	723.289	741.930	790.129	811.444	861.894	904.941
6.1 TD	938.240	1.032.928	997.596	1.012.690	1.071.881	1.094.873	1.157.064	1.217.804
6.2 TD	132.179	145.519	140.542	142.668	151.007	154.246	163.008	171.564
6.3 TD	33.427	36.801	35.542	36.080	38.189	39.008	41.224	43.388
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5.292.271	5.826.374	5.627.081	5.712.218	6.046.092	6.175.786	6.526.582	6.869.191

Precio medio (€/MWh)								
Grupo tarifario	Resolución 4 diciembre 2025	Año 2025 sin desvíos	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.0 TD	47,38	52,16	47,93	48,09	50,28	50,66	52,71	54,58
3.0 TD	19,56	21,53	20,21	20,50	21,67	22,09	23,29	24,46
6.1 TD	13,87	15,27	14,45	13,89	13,60	12,74	12,27	11,93
6.2 TD	5,93	6,53	6,23	6,14	6,28	6,15	6,20	6,22
6.3 TD	3,28	3,61	3,12	2,66	2,48	2,19	1,98	1,91
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	23,26	25,61	23,89	23,40	23,53	22,68	22,60	22,76

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

% variación respecto año anterior					
2026 s/ 2025 Resolución	2027	2028	2029	2030	2031
1,2%	0,3%	4,6%	0,7%	4,0%	3,6%
3,3%	1,4%	5,7%	1,9%	5,4%	5,1%
4,2%	-3,8%	-2,1%	-6,4%	-3,7%	-2,7%
5,0%	-1,4%	2,2%	-2,0%	0,7%	0,3%
-4,8%	-14,7%	-6,9%	-11,8%	-9,7%	-3,6%
2,7%	-2,0%	0,5%	-3,6%	-0,4%	0,7%