

**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA  
CIRCULAR 1/2025 POR LA QUE  
SE MODIFICA LA CIRCULAR  
3/2020, DE 15 DE ENERO, DE LA  
COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA  
COMPETENCIA, POR LA QUE SE  
ESTABLECE LA METODOLOGÍA  
PARA EL CÁLCULO DE LOS  
PEAJES DE TRANSPORTE Y  
DISTRIBUCIÓN DE  
ELECTRICIDAD**

**CIR/DE/001/22**

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

## INDICE DE CONTENIDO

<b>1. OBJETO</b> .....	<b>4</b>
<b>2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE</b> .....	<b>4</b>
<b>3. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO</b> .....	<b>8</b>
<b>4. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN</b> .....	<b>8</b>
<b>4.1. Alegaciones recibidas</b> .....	<b>8</b>
4.1.1. Facturación por energía reactiva .....	8
4.1.2. Laminación de desvíos .....	13
4.1.3. Facturación por potencia demandada .....	16
4.1.4. Nuevos peajes .....	16
4.1.5. Coeficiente de pérdidas .....	16
4.1.6. Otros aspectos recogidos en las alegaciones .....	17
<b>4.2. Conformidad con el dictamen del Consejo de Estado</b> .....	<b>18</b>
<b>5. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO</b> .....	<b>19</b>
<b>5.1. Asignación del impacto sobre la retribución del transporte y la distribución de la ejecución del procedimiento de lesividad</b> .....	<b>19</b>
5.1.1. Desvíos registrados en la retribución .....	21
5.1.2. Desvíos de ingresos de peajes.....	27
5.1.3. Desvíos registrados en las liquidaciones.....	28
5.1.4. Impacto de los desvíos de ejercicios anteriores en la determinación de los peajes.....	34
5.1.5. Propuesta de tratamiento de los desvíos de retribución derivados de la ejecución de la lesividad .....	36
<b>5.2. Otras modificaciones</b> .....	<b>39</b>
5.2.1. Metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución (artículo 8).....	40
5.2.2. Aplicación los peajes de transporte y distribución de electricidad (artículo 9) 40	
5.2.3. Coeficientes de pérdidas (artículo 11).....	66
5.2.4. Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos acceso público (DA2ª).....	68
5.2.5. Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de suministro eléctrico a buques.....	69

PUBLICA

<b>6. ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020 .....</b>	<b>71</b>
<b>6.1. Impactos económicos.....</b>	<b>71</b>
6.1.1. Impacto de la laminación de los desvíos de transporte y distribución de ejercicios anteriores .....	71
6.1.2. Impacto de la modificación de los términos de exceso de potencia.....	73
<b>6.2. Impacto sobre la competencia .....</b>	<b>75</b>
<b>6.3. Otros impactos .....</b>	<b>75</b>

PUBLICA

# MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR 1/2025, DE 28 DE ENERO, POR LA QUE SE MODIFICA LA CIRCULAR 3/2020, DE 15 DE ENERO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

## 1. OBJETO

El objeto de la modificación de la Circular 3/2020 es laminar el impacto de los desvíos sobre los peajes de los consumidores que resultan de la ejecución de las sentencias del Tribunal Supremo relativas a la declaración de la lesividad de las órdenes IET/980/2016 e IET/981/2016 con objeto de no distorsionar la señal de precios al consumidor que resulta de la metodología de la citada Circular, se propone establecer laminar el impacto de los desvíos sobre los peajes de los consumidores.

Adicionalmente, teniendo en cuenta las consultas recibidas por parte de empresas, Comunidades Autónomas y consumidores, se proponen modificaciones menores en diversos puntos del articulado de la Circular 3/2020, con objeto de facilitar su comprensión.

Por último, teniendo en cuenta las alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad recibidas durante el trámite de audiencia, se excluye de la modificación la facturación por energía reactiva (manteniéndose en consecuencia la redacción del apartado 5 del artículo 9 de la circular, según se aclara en el apartado tres de la propuesta) y se introduce la habilitación para actualizar los coeficientes de pérdidas mediante resolución.

## 2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

El Real Decreto-ley 1/2019<sup>1</sup>, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas

PUBLICA

2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó, a estos efectos, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a fin de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) las competencias dadas al regulador en la normativa europea.

A través de dicha modificación, la Ley 3/2013, de 4 de junio, citada, asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la estructura y metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y distribución, respetando el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

En cumplimiento de lo anterior, el 24 de enero de 2020 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2020<sup>2</sup>, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

En la Memoria que acompaña a la citada Circular se justificaba mantener el mecanismo de facturación por energía reactiva en tanto no se dispusiera del resultado del grupo de trabajo de control de tensión. No obstante, teniendo en cuenta las alegaciones recibidas del operador del sistema y del Ministerio y los problemas de sobretensión registrados en la red durante el periodo de valle, se optó por introducir una disposición transitoria en la Circular en la que se establece una penalización a los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW a efectos de mantener un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6, si bien se habilita a la CNMC a modificar el precio si el análisis de la información disponible o el cambio del comportamiento de los consumidores, lo hiciera aconsejable.

Una vez publicada la Circular 3/2020, algunos colectivos de consumidores (principalmente, siderúrgica, gases industriales y ferroviario) pusieron de manifiesto el impacto de la medida sobre su facturación por energía y la

PUBLICA

imposibilidad de adaptarse a la nueva señal de precios en el corto plazo. Teniendo en cuenta lo anterior, en la Resolución de 18 de marzo de 2021<sup>3</sup>, 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 de aplicación a partir del 1 de junio de 2021 (en adelante Resolución de peajes 2021), primera vez que se aplican los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020, se estableció un precio de 0,0 €/kVAr para el periodo 6, en tanto no se dispusiera de los resultados del grupo de trabajo de control de tensión.

Asimismo, la Resolución de 16 de diciembre de 2021<sup>4</sup>, 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 de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 (en adelante, Resolución de peajes 2022) por razones análogas mantiene el precio de 0,0 €/kVAr para el periodo 6.

Por otra parte, el 1 de junio de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Orden TED/490/2022<sup>5</sup>, de 31 de mayo, por la que se ejecuta la sentencia del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016 y con posterioridad la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

Asimismo, han sido publicadas la Orden TED/1311/2022<sup>6</sup>, de 23 de diciembre, por la que se aprueba la retribución de Red Eléctrica de España, SA, correspondiente al año 2016, en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo en relación con el recurso contencioso-administrativo n.º 264/2018 planteado por la Abogacía del Estado respecto de las cuestiones que motivaron el Acuerdo del Consejo de Ministros que declaró la lesividad de la Orden IET/981/2016 de 15

---

<sup>5</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-9010](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-9010)

<sup>6</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-23736](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-23736)

PUBLICA

de junio y la Orden TED/1343/2022<sup>7</sup>, de 23 de diciembre, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

Una vez se dispone de la base de retribución de activos actualizada, la CNMC debe establecer la retribución de las actividades del transporte y la distribución de los ejercicios 2020 a 2023 conforme a las metodologías de las Circulares 5/2019 y 6/2019. Al respecto se indica que se ha aprobado la Resolución de 27 de julio de 2023<sup>8</sup>, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020 y se encuentra en fase de tramitación la resolución por la que se establece la retribución de la actividad de distribución correspondiente al ejercicio 2020<sup>9</sup>.

Por último, el 18 de marzo de 2021 fue aprobado el Acuerdo por el que se contestan las consultas relativas a la aplicación de la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Este Acuerdo fue actualizado el 8 de julio de 2021.

Esta Circular, recogida en el Plan de Actuación de la CNMC<sup>10</sup> previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia. Esta Circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue, adecuándose a las orientaciones de política energética publicados por el Ministerio para la Transición Ecológica.

---

<sup>7</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-24406](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-24406)

<sup>8</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-18103](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-18103)

<sup>9</sup> Véase Propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2020 disponible en <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/retribucion-empresas-distribucion-energia-electrica-2020>.

<sup>10</sup> Disponible en <https://www.cnmc.es/sobre-la-cnmc/plan-de-actuacion>

PUBLICA

### 3. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO

La Circular consta de un artículo único y una disposición final única. En el artículo único se incorpora la modificación de los artículos 7, 8, 9 y 11, se añade un nuevo artículo, se modifica la disposición adicional segunda y se añaden dos disposiciones transitorias, mientras que en la disposición final única se recoge la entrada en vigor de la Circular.

### 4. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

El 31 de enero de 2024 fue remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (en adelante CCE) la propuesta de Circular por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, sometiéndose también a información pública en la página web de este Organismo. Estos trámites finalizaron el 28 de febrero de 2024.

En el procedimiento de audiencia se han recibido comentarios de 24 agentes, de los cuales uno ha manifestado no tener observaciones y tres las han declarado confidenciales. No se han recibido observaciones por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

#### 4.1. Alegaciones recibidas

##### 4.1.1. Facturación por energía reactiva

En relación con la propuesta de modificación por energía reactiva, un agente ha manifestado la necesidad de que la CNMC publique las conclusiones del grupo de trabajo de control de tensión para el siguiente periodo regulatorio con una antelación mínima de 18 meses, lo que permitiría el análisis de los resultados por el resto del sector. De esta forma se podrían trasladar a CNMC comentarios y que se apruebe una revisión de precios para cada periodo regulatorio con una antelación mínima de 12 meses, para que los clientes puedan adaptarse con tiempo suficiente.

Adicionalmente, algunos agentes sin oponerse frontalmente a la propuesta de facturación por energía reactiva han formulado las siguientes observaciones:

PUBLICA



- *Ámbito de aplicación*

En relación con el ámbito de aplicación de la facturación por energía reactiva, dos agentes consideran discriminatorio la exención en el pago del término de facturación por energía reactiva a los consumidores con potencia contratada igual o inferior a 15 kW. Señalan estos agentes la necesidad de realizar un análisis coste-beneficio para determinar si el sobre coste que supone la instalación de equipos de medida con reactiva supera a los ahorros que se generarían en el sistema para justificar dicha exención.

Por otra parte, un agente que considera más razonable que los nuevos precios y rangos de facturación de potencia sean aplicables únicamente a los consumidores conectados en redes de tensión superior a 1 kV, de tal forma que a los consumidores conectados en baja tensión con potencia superior a 15 kW únicamente les fueran aplicables los rangos por energía reactiva inductiva, manteniendo la situación vigente.

Finalmente, dos agentes consideran que es necesario prever la exclusión de las penalizaciones por energía reactiva a los consumidores que provean el servicio de control de tensión al Operador del Sistema, con el fin de evitar posibles conflictos con los requisitos específicos que fueran solicitados. Adicionalmente, uno de estos agentes señala que esta exención debería aplicarse también a determinados consumos propios de instalaciones de producción y autoconsumidores en modalidad con excedentes.

- *Rangos de factor de potencia*

En relación con los rangos de factor de potencia admisibles, los agentes han manifestado su conformidad, en la medida en que han sido consensuados en el grupo de trabajo de control de tensión. No obstante, algunos agentes han señalado que la segmentación de los rangos de factor de potencia debería realizarse únicamente en función del nivel de tensión, de esta forma coherente con el resto de las condiciones de facturación que dependen de la tarifa aplicada y no de un valor específico de potencia contratada.

Por otra parte, un agente ha mostrado su disconformidad con que se apliquen penalizaciones por energía capacitiva en los periodos 1 a 5, máxime teniendo en cuenta que el incremento del coste de control de tensión se debe al problema de sobretensiones registradas en el periodo de valle. Mientras que otro agente considera que no se debieran exigir rangos de factor de potencia diferentes en función del nivel de tensión al que está conectado el consumidor.

PUBLICA

Por último, un agente propone no exigir el cumplimiento de los rangos de factor de potencia capacitivos a aquellos consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW, motivado por el hecho de que incidiría en un elevado número de clientes, con demandas relativamente reducidas y escasa capacidad para adaptar sus procesos. Al respecto, propone que en primer lugar se aplique a la demanda conectada a tensión superior a 1 kV y posteriormente, si se considerara necesario, extenderse a los clientes conectados en baja tensión con potencia superior a 15 kW.

En relación con lo anterior, este mismo agente indica que al eliminarse de la Disposición transitoria segunda que *“todos los consumidores conectados en niveles de tensión superior a 1 kV deberán mantener de forma horaria un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6”* y según la redacción actual la penalización por capacitiva sería también aplicable a los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW (3.0TD) con la consecuente obligación de información. En consecuencia, proponen que se incluya una exención para estos consumidores desde la entrada en vigor de la Circular y hasta 31 de diciembre de 2025.

- *Respecto de la fórmula de facturación por energía reactiva*

En relación con la fórmula de facturación por energía reactiva, dos agentes valoran positivamente que la facturación por energía reactiva sea por periodo tarifario en lugar de horaria.

Por otra parte, un agente considera necesario que la propuesta aclare si los términos por energía reactiva se aplican por tramos en función de si el  $\cos \phi$  está por encima de 0,8 capacitivo o inductivo. Si es así, sugiere modificar las fórmulas para que no haya dudas a la hora de aplicar la facturación. En todo caso, este agente solicita se incluya en la memoria que acompaña a la Circular algún ejemplo facturación por energía reactiva con  $\cos \phi$  por encima de 0,8.

Por último, un agente considera necesario, a los efectos de la facturación por reactiva, tener en cuenta que los periodos tarifarios serán revisados en los próximos meses.

- *Respecto de los precios de los términos de energía reactiva*

Respecto de los precios de los términos de energía reactiva los agentes han formulado las siguientes observaciones:

PUBLICA

- Un agente considera que la penalización debería estar mejor justificada, tener en cuenta las perspectivas de mejora del problema con el nuevo servicio de control de tensión, que sí es capaz de diferenciar entre zonas eléctricas, y no discriminar entre consumidores respecto a facilidades de adecuación. Asimismo, señala que, para la penalización de comportamientos muy capacitivos o inductivos, se debe realizar un cálculo mejor justificado en vez de aplicar la relación de 1,5 que existe en los términos de energía reactiva vigentes.

En relación con lo anterior, este agente no considera adecuado que los precios de reactiva se modifiquen por resolución dentro del período regulatorio dado que no están amparados por una metodología robusta.

- Por otra parte, otro agente considera inconsistente determinar el término de facturación de energía reactiva a partir del coste medio del mercado por control de tensión y costes por restricciones técnicas con el principio de suficiencia tarifaria de la metodología de peajes, que no contempla la aplicación de ningún criterio de mercado a la hora de fijar los costes.

Al respecto, propone este agente que los términos de facturación por energía reactiva se determinen a partir de las inversiones aprobadas y ejecutadas en la planificación.

- Un agente considera que las penalizaciones en función del factor de potencia no deberían depender de si el consumidor está conectado en la red de transporte o distribución, ni de su consumo.
- Un agente propone modular las penalizaciones en función del consumo (se propone que la penalización no aplique cuando el consumo en un periodo tarifario sea inferior al 10% de la potencia contratada.)
- Un agente propone incorporar un incentivo al consumo de energía reactiva en el periodo 6, simétrico a la penalización, con objeto de evitar el desplazamiento del consumo del periodo de valle a otros periodos de la industria electrointensiva, debido a la penalización que introduce la propuesta, pudiendo derivar en tensiones más altas en este periodo y que ocasionen más costes al sistema. Además, este agente considera que la contribución de la demanda sería mucho más eficaz si la propuesta incorporara incentivos al consumo de reactiva en valle, en lugar de solo penalizaciones. Este incentivo podría financiarse por los propios ingresos por energía reactiva.

PUBLICA

Por el contrario, otro agente no considera adecuado introducir bonificaciones para determinados consumidores, ya que supondría una discriminación y además supondría una ventaja competitiva para poder acceder al nuevo servicio de control de tensión, que no está abierto a todos los consumidores.

- Un agente considera necesario la realización de un análisis coste-beneficio para decidir quién y cómo debe asumir este coste.

- *Respecto del periodo transitorio*

Respecto del periodo transitorio establecido para la adaptación de los clientes a los nuevos rangos de factor de potencia, cuya aplicación está prevista a partir del 1 de enero de 2026, con carácter general los agentes consideran que es adecuado; por el contrario, un agente propone que anticipar la fecha de aplicación de los nuevos términos de energía se adelante al 1 de enero de 2025.

Por otra parte, dos agentes proponen mantener la exención del pago por reactiva capacitiva en el periodo 6 a los consumidores electrointensivos.

- *Respecto del destino de los ingresos por facturación de energía reactiva*

En relación con los ingresos procedentes de la facturación por energía reactiva un agente considera que deberían destinarse a financiar las actuaciones que los operadores de red deben llevar a cabo para corregir la inyección de reactiva; otro agente considera que los ingresos resultantes de las penalizaciones de la vertiente regulada deberían destinarse a reducir el coste para los consumidores de la vertiente liberalizada, diferenciando entre red de transporte y la red de distribución, lo que permitiría desarrollar mercados locales donde se necesiten. Otro agente propone que se empleen para financiar la implementación de un incentivo al consumo de reactiva en el periodo de valle.

- *Respecto de la obligación de información a los consumidores*

Respecto de la obligación de informar a los consumidores sobre el impacto de la facturación por energía reactiva, si bien con carácter general los agentes reconocen la importancia de que los consumidores estén bien informados con objeto de que tomen las decisiones oportunas, han señalado el coste y la complejidad derivado de mantener en paralelo dos sistemas de facturación. Varios de estos agentes, proponen de forma alternativa la implementación de un “código QR de reactiva” mediante el cual el consumidor podría acceder mediante el sistema de la CNMC a la facturación por energía reactiva que se derivase de la aplicación de los nuevos factores de potencia y precio. También indican que

PUBLICA

requiere una modificación importante de los procesos y sistemas, que conllevaría un tiempo aproximado de nueve meses para implementarla.

#### *Modificación del término de facturación por energía reactiva en el siguiente periodo regulatorio*

Teniendo en cuenta las alegaciones de los miembros del consultivo, se considera oportuno posponer la modificación del término de facturación por energía reactiva al siguiente periodo regulatorio.

Por un lado, el 15 de abril de 2024, la CNMC aprobó un calendario de circulares ampliado, de 2024, en el que se encuentra la *Propuesta de Circular por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad para el periodo regulatorio 2026-2031*

Para el desarrollo de esta circular en el próximo periodo regulatorio se están trabajando, en el seno de un grupo de trabajo creado al efecto, aquellos aspectos que resulta relevante modificar.

De cara al nuevo periodo regulatorio se podrá, analizar en detalle las propuestas de los agentes y conocer, además con un mayor histórico de datos la oportunidad de desarrollar la penalización de reactiva, en particular a la vista del resultado de otras medidas que se están poniendo en marcha:

- el impacto de la modificación del Procedimiento de Operación 7.4, en particular, el papel de la nueva generación, que está pendiente de desarrollar y aprobar.
- las conclusiones del proyecto piloto de control de tensión de la demanda actualmente en marcha
- el impacto de la instalación de las nuevas reactancias por parte del transportista, tanto las recientemente instaladas, como las que se encuentran planificadas.

#### **4.1.2. Laminación de desvíos**

Respecto de la propuesta de **laminación de desvíos**, también con carácter general, los agentes que se han manifestado al respecto están de acuerdo con

PUBLICA

la propuesta, sin perjuicio de las observaciones de detalle que se recogen a continuación:

- Tres agentes indican que los desvíos positivos registrados en las liquidaciones de 2022 y 2023 respecto de la previsión de ingresos por rentas de congestión de la interconexión con Francia, así como los ingresos por dicho concepto a partir de 2024 que excedan de los costes efectivamente reconocidos, formen parte de los ingresos de actividades reguladas.
- Un agente propone que en la laminación se tengan en cuenta tanto los desvíos positivos como los desvíos negativos.
- Cuatro agentes se han mostrado en desacuerdo con la apertura de cuentas en régimen de depósito, al plantearles dudas sobre si serán o no incorporados en las liquidaciones provisionales de ejercicios posteriores, con el consecuente impacto sobre el coeficiente de cobertura. Al respecto proponen que los importes se destinen a financiar desajustes temporales de las liquidaciones en curso y se trasladen a las liquidaciones del ejercicio siguiente tras la liquidación definitiva de cada ejercicio, diferenciando claramente qué desvíos corresponden a los peajes y cuáles a los cargos.
- Un agente ha señalado que debe garantizarse que los desvíos deben destinarse a cubrir los costes de las redes y no a otros fines.
- Un agente señala que debería simplificarse el mecanismo. Al respecto proponen no contemplar desvíos de ingresos anteriores a junio de 2021, puesto que no existía separación entre peajes y cargos y considerar conjuntamente los desvíos de ingresos de los peajes de transporte y distribución.
- Un agente propone que los importes depositados en las cuentas puedan destinarse a cubrir los desvíos que resulten de modificaciones regulatorias siempre que estén debidamente justificados.

Al respecto se indica que una vez analizadas las alegaciones de los agentes se ha decidido mantener la propuesta inicial sometida a trámite de audiencia, por los siguientes motivos:

- Respecto de la consideración de los desvíos de las rentas de congestión con Francia como ingresos regulados se indica que, conforme al artículo 19.2.b) del Reglamento (UE) 943/2019 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la

PUBLICA

electricidad<sup>11</sup> y el resuelve tercero apartado e) de la Resolución de 20 de abril de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de modificación de los parámetros de la Resolución por la que se otorga el carácter singular de la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya<sup>12</sup> las rentas de congestión de la interconexión con Francia serán destinadas a la financiación de la interconexión entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya. En consecuencia, no procede su consideración como ingresos del sistema.

- Respecto de la propuesta de no contemplar en los peajes desvíos anteriores a junio de 2021, se indica que no es posible atender a esta alegación, puesto que los desvíos anteriores a junio de 2021 ya han sido incorporados en la determinación de los peajes de los ejercicios 2023 y 2024<sup>13</sup>, conforme al artículo 13.2 de la Ley 24/2013 y al punto 1 del Anexo I de la Circular 3/2020. Al respecto se indica que, únicamente se consideran los desvíos directamente imputables a redes, esto es, desvíos de retribución de ejercicios anteriores.
- Por otra parte, conforme a la normativa comunitaria y a la metodología de asignación definida en la Circular 3/2020 no se pueden tratar conjuntamente los desvíos de transporte y distribución.
- Respecto de la propuesta de laminación también de los desvíos negativos, con objeto de proporcionar mayor estabilidad en los peajes de los consumidor, se considera necesario reflexionar en profundidad sobre su laminación para el siguiente periodo regulatorio, en la medida en que en su diseño habrá de tenerse en cuenta las condiciones establecidas en el artículo 19 de la Ley 24/2013.
- No se incorpora la propuesta de no depositar en cuentas separadas los superávits no incorporados en la determinación de los peajes y de incorporar estos desvíos en las liquidaciones provisionales de los ejercicios posteriores, por la imposibilidad de garantizar que los desvíos de las redes estén destinados a cubrir los costes de las redes, conforme se establece

---

<sup>11</sup> Disponible en <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

<sup>12</sup> Disponible en [https://boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-10866](https://boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-10866)

<sup>13</sup> Para mayor información véanse las memorias que acompañan a sendas Resoluciones, disponibles en <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00922> y <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00923>, respectivamente.

PUBLICA

en el artículo 13 de la ley 24/2013, en tanto la liquidación de los costes del sistema no diferencian entre peajes y cargos.

- Por último, se señala que con el depósito de los superávits en las cuentas con destino específico se garantiza que estos sean destinados únicamente a la cobertura de los costes de transporte y distribución.

#### 4.1.3. Facturación por potencia demandada

En cuanto a la **modificación de la facturación por potencia demandada**, los agentes han propuesto diversas mejoras en el redactado tanto de la Circular y como de la memoria que han sido incluidas en la propuesta final.

Por el contrario, no se ha atendido a la propuesta de un agente de incluir una disposición adicional que especifique que las refacturaciones por excesos de potencia anteriores al 1 de enero de 2025 se realizarán con el criterio anterior a la modificación, dado que no se puede aplicar una fórmula de facturación diferente a un periodo anterior a la entrada en vigor de la modificación.

#### 4.1.4. Nuevos peajes

Respecto de la propuesta de **creación de un nuevo peaje de aplicación a los puntos de recarga de vehículo eléctricos de acceso público (6.2 TDVE)**, tres agentes han señalado que su aplicación dependerá no solo de la entrada en vigor de esta propuesta de Circular, sino también del establecimiento de los correspondientes cargos por parte del Ministerio.

Al respecto se indica que, no se considera necesario esperar a la modificación del Real Decreto 148/2021 para aplicar el nuevo peaje 6.2 TDVE, en la medida en que son precios regulados diferentes y hay un segmento de cargos de aplicación a los consumidores conectados en esta tensión.

Respecto del **peaje transitorio para el suministro de energía eléctrica a embarcaciones**, si bien ha sido valorado de forma positiva por los agentes, han señalado la necesidad de explorar esquemas tarifarios alternativos que, evitando discriminaciones entre distintos colectivos de usuarios, contribuyan a la facilitar la descarbonización de los puertos.

#### 4.1.5. Coeficiente de pérdidas

En las alegaciones los agentes solicitan actualizar los coeficientes de pérdidas, con objeto de reflejar con precisión la evolución real del nivel de pérdidas en la

PUBLICA



red de distribución, así como para asegurar la correcta aplicación del incentivo de pérdidas establecido en la Circular 6/2019.

En el apartado 5.2.3 se realiza un análisis de la problemática.

Teniendo en cuenta que únicamente se trata de la actualización del cálculo con la última información disponible, se introduce una habilitación a la Comisión para actualizar los coeficientes de pérdidas mediante resolución, lo que tendrá lugar en todo caso previo trámite de audiencia.

#### 4.1.6. Otros aspectos recogidos en las alegaciones

En relación con la **entrada en vigor** de las modificaciones introducidas en la Circular 3/2020, cuatro agentes consideran necesario aclarar los períodos de aplicación de la propuesta puesto que la misma solo establece una excepción, la de la modificación del artículo 9.4 que será aplicable a partir de 1 de enero de 2025. Al respecto proponen incorporar en la disposición única final los diferentes momentos en que empezarán a ser aplicables las distintas modificaciones, aspecto que se ha incorporado en la Circular.

Por último, con carácter general, los agentes han aprovechado la oportunidad para señalar aquellos aspectos que consideran oportuno modificar sin esperar al segundo periodo regulatorio. En particular, proponen modificar o incorporar los siguientes aspectos:

- Modificar el **ámbito de aplicación**, con objeto de modificar el alcance de la exención a las baterías, introducir una exención parcial para los consumidores electrointensivos y establecer una exención de peajes a la producción de hidrógeno.
- Revisar los **costes** considerados en la determinación de los peajes, a efectos de incluir los costes de los servicios de ajuste, de tal manera que se recuperen a través de un precio regulado, así como considerar el incremento del coste asociado a la electrificación de los puertos y al cumplimiento de los objetivos de la transición energética.
- Modificar la **estructura de peajes** por nivel de tensión y por término de facturación, con objeto de incluir en el peaje 6.2 TD a las redes de 25 kV y dar mayor peso al término variable de facturación.
- Actualizar los **periodos horarios**, a efectos de anticipar la penetración del autoconsumo, mejorando así la señal de precios, así como incentivar el consumo en las horas de mayor producción fotovoltaica.

PUBLICA

- Modificar la metodología de asignación con objeto de contemplar los beneficios que aporta al sistema el perfil de consumo de los electrointensivos.
- Regular el **tratamiento del fraude** o, al menos, las reglas de facturación que las distribuidoras deben aplicar a los enganches directos y la consideración de los importes facturados en las liquidaciones del sector eléctrico.

Al respecto se indica que, no se han incorporado las propuestas realizadas por los agentes bien porque se requiere un análisis previo (como es el caso de la revisión del ámbito de actuación, la modificación de la estructura de peajes, la metodología o la actualización de los periodos horarios), bien porque excede el ámbito de la Circular 3/2020 (como es el caso de la incorporación de los costes de los servicios de ajuste o la regulación del fraude).

No obstante, todos los temas señalados por los agentes será objeto de análisis en el ámbito de la revisión de la Circular de cara al segundo periodo regulatorio (2026-2031).

## 4.2. Conformidad con el dictamen del Consejo de Estado

En su dictamen de 16 de enero de 2025 el Consejo de Estado considera que la CNMC cuenta con habilitación legal para dictar la circular sometida a consulta, y considera, asimismo, que la circular es conforme con la normativa aplicable y se atiene a las orientaciones de política energética formuladas por el Ministerio para la Transición Ecológica.

En particular, con respecto a la laminación de desvíos positivos, el Consejo de Estado considera que se trata de una modificación oportuna para velar por la adecuada señal de precios de los peajes, que encaja en los límites que el ordenamiento jurídico reconoce a la CNMC para establecer los peajes de acceso. Junto a ello, la redacción delimita adecuadamente el ejercicio de esta nueva potestad.

También merece una opinión favorable el resto de medidas proyectadas. En concreto, la modificación de la estructura de peajes vigente para fomentar el despliegue de nuevos puntos de recarga de vehículos eléctricos, así como la instalación en puertos españoles de puntos de suministro a buques, se acomodan al Derecho de la UE. Y el último grupo de modificaciones consistente en revisar la redacción de la circular en consonancia con la resolución a

PUBLICA

consultas de los agentes, aporta mayor claridad y certidumbre, lo que debe ser valorado en términos favorables.

Sin perjuicio de ello, el Dictamen realiza algunas observaciones de detalle, que se han incorporado a la propuesta del modo que se explica a continuación:

- Con relación al preámbulo, se aconseja revisar la redacción para exponer adecuadamente el objeto de la norma, cuestión que ha sido incorporada a la versión definitiva de la circular. Asimismo, se señala en el Dictamen la necesidad de adecuar algunos párrafos a la realidad temporal en la que se apruebe la circular, lo cual ha sido también objeto de las modificaciones oportunas en el texto de la circular.
- En cuanto a la disposición final única, se señala la necesidad de revisarla para determinar la fecha de entrada en vigor de la norma proyectada, teniendo en cuenta que los peajes de 2025 se determinarán con base en las modificaciones introducidas. A la vista de esta observación, se ha dado nueva redacción a la disposición final única. Junto a ello, y teniendo en cuenta dicha nueva entrada en vigor de la metodología, se ha actualizado el contenido de la disposición transitoria cuarta con los nuevos valores aplicables a 2025.
- Finalmente, se señalan ciertas observaciones formales que constituyen erratas ya corregidas en el texto de la norma.

## 5. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

### 5.1. Asignación del impacto sobre la retribución del transporte y la distribución de la ejecución del procedimiento de lesividad

La Circular 3/2020 establece en el artículo 5 que en la determinación de los peajes de transporte y distribución se tendrán en cuenta las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores y las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores. En particular, en los Anexos I y II se detalla que se deben incluir las revisiones de la retribución de las actividades de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores no

PUBLICA

contempladas en la determinación de peajes de transporte y de distribución de los ejercicios correspondientes y las diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte en año n-2 y los ingresos por peajes de transporte reales considerados en la Liquidación definitiva del ejercicio n-2.

Respecto de los **desvíos en la retribución**, la ejecución de las sentencias de la lesividad ha tenido como consecuencia inmediata la actualización de la retribución de los ejercicios 2016 a 2019, lo que da ha dado lugar a diferencias respecto de la retribución del transporte y la distribución liquidadas, con impacto en las liquidaciones definitivas de los ejercicios posteriores a su liquidación. Asimismo, una vez se dispone de la base de retribución actualizada, procede establecer la retribución de las actividades del transporte y la distribución de los ejercicios 2020 a 2023, lo que también dará lugar a también a desvíos en la retribución de dichos ejercicios.

Estos desvíos no se corresponden con los previstos en la Circular 3/2020, dado que la retribución liquidada en cada ejercicio no se corresponde con la retribución que se tuvo en cuenta para la determinación de los peajes, según la información que acompañó a las correspondientes órdenes por las que se establecieron los peajes de los ejercicios 2016 a 2019. Por otra parte, los desvíos de retribución correspondientes a los ejercicios 2020 y 2021, obedecen a que en tanto no se resolvía la lesividad se liquidada provisionalmente la retribución establecida para el ejercicio 2016, por lo que tampoco es un desvío en sentido estricto. Por el contrario, la retribución implícita en las resoluciones de peajes de los ejercicios 2022 y 2023 sí se determinaron conforme a la metodología de las Circulares 5/2019 y 6/2019, por lo que los desvíos de estos ejercicios sí se corresponderían con los contemplados en el artículo 5 de la Circular.

Respecto de los **desvíos en ingresos**, cabe señalar que con anterioridad al 1 de junio de 2021 no existe la diferenciación de peajes y cargos, por lo que no es posible determinar qué parte de los desvíos que se han producido en las liquidaciones definitivas de ejercicios anteriores se corresponde a cada concepto.

Finalmente, respecto de los **desvíos de las liquidaciones** es relevante señalar los siguientes aspectos. Primero, la periodicidad de las liquidaciones hace que los desvíos correspondientes a un año se imputen en la determinación de los peajes de dos ejercicios posteriores. Segundo, no existe una separación en las liquidaciones entre ingresos y costes asociados a peajes y a cargos para ejercicios anteriores a 2021. Tercero, los superávits que se han producido en las

PUBLICA

liquidaciones definitivas desde el ejercicio 2016, se han ido incorporando en las liquidaciones posteriores.

Teniendo en cuenta lo anterior, la acumulación de desvíos de ejercicios anteriores y el impacto de estos sobre la evolución de los peajes, se propone laminar los desvíos, con objeto de minimizar la variabilidad de los peajes de ejercicios posteriores.

### 5.1.1. Desvíos registrados en la retribución

Como se ha indicado, la ejecución de las sentencias de la lesividad tiene como consecuencia inmediata la actualización de la retribución de los ejercicios 2016 a 2023, lo que da lugar a la aparición de diferencias en la retribución del transporte y la distribución, que no se corresponden con los desvíos en términos de la Circular 3/2020.

En el Cuadro 1 se compara la retribución de las actividades del transporte y la distribución que se ha liquidado provisionalmente a las empresas en las liquidaciones definitivas de los ejercicios correspondientes con las publicadas tras la ejecución de las sentencias que estiman parcialmente los recursos contencioso-administrativos interpuestos previa declaración de lesividad, para los ejercicios 2016 a 2019, las que resultarían de aplicar las Circulares 5/2019 y 6/2019 para los ejercicios 2020<sup>14</sup>, 2021, 2022 y 2023<sup>15</sup>. Se observa que, para el periodo comprendido entre 2016 y 2023, se registra una diferencia entre la retribución liquidada y la aprobada de -496,5 M€ en la actividad del transporte y +341,4 M€ en la actividad de la distribución, si bien el grueso del desvío se registra en el periodo comprendido entre 2016 y 2021, con un desvío de -479,5 M€ en la retribución del transporte y de +288,2 M€ en la retribución de la distribución.

---

<sup>14</sup> A la fecha de elaboración de la Memoria ha sido aprobada la Resolución de 27 de julio de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020 ([https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-18103](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-18103)) y está en trámite de audiencia la propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020.

<sup>15</sup> En la retribución de la distribución se ha tenido en cuenta la Sentencia núm 1182/2023 del Tribunal supremo, en el que se estima parte del recurso contencioso administrativo número 699/2022, interpuesto por I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A (I-DE), contra la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo.

PUBLICA

**Cuadro 1. Retribución liquidada y retribución reconocida tras la ejecución de las sentencias de lesividad sobre la retribución de las actividades del transporte y la distribución en el periodo 2016-2019 y retribución resultante de aplicar las Circulares 5/2019 y 6/2019 para el periodo 2020-2023**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Retribución registrada en la liquidación definitiva del ejercicio (miles €) (A) (1)</b>	6.884.166	6.890.639	6.890.639	6.890.810	6.940.866	6.871.296	6.757.196	6.881.601
Transporte	1.709.997	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.501.609	1.492.937
Distribución	5.174.169	5.180.641	5.180.641	5.180.813	5.230.869	5.161.298	5.255.587	5.388.663
<b>Retribución aprobada tras ejecución STS lesividad (2) (miles €) (B)</b>	6.884.549	6.891.233	6.945.941	6.938.196	6.778.935	6.738.291	6.777.150	6.897.826
Transporte	1.690.124	1.678.084	1.694.693	1.672.118	1.550.050	1.495.401	1.491.632	1.485.907
Distribución	5.194.425	5.213.149	5.251.248	5.266.078	5.228.885	5.242.890	5.285.518	5.411.919
<b>Diferencia (miles €) (B) - (A)</b>	383	594	55.302	47.386	- 161.931	- 133.004	19.954	16.225
Transporte	- 19.873	- 31.913	- 15.305	- 37.880	- 159.948	- 214.597	- 9.977	- 7.030
Distribución	20.256	32.508	70.607	85.266	- 1.983	81.592	29.931	23.255
<b>Diferencia (miles €) por periodo regulatorio</b>				103.666		- 294.936		36.179
Transporte				- 104.971		- 374.545		- 17.007
Distribución				208.636		79.609		53.187
<b>Diferencia total (miles €)</b>								- 155.091
Transporte								- 496.523
Distribución								341.432

- (1) La retribución de los ejercicios 2022 y 2023 se corresponde con la implícita en la correspondiente resolución de peajes.
- (2) La retribución de los ejercicios 2020 a 2023 es el resultado de aplicar las Circulares 5/2019 y 6/2019.

*Fuentes: CNMC, Liquidaciones definitivas del sector eléctrico de los ejercicios 2016 a 2021, Orden TED/865/2020, Orden TED/203/2021, Orden TED/490/2022, Orden TED/749/2022, Orden TED/1311/2022, Orden TED/1343/2022, Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 28 de abril de 2023, Resoluciones de la CNMC por las que se establecen los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2021, 2022 y 2023, Resolución de 27 de julio de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020 y Propuesta de resolución por las que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020.*

Respecto a los posibles desvíos de los ejercicios 2022 y 2023, como se ha comentado, si bien provisionalmente se está liquidando la retribución establecida

PUBLICA

para el año 2020<sup>16</sup> en el caso del transporte y la retribución establecida para el año 2016 y la retribución establecida para el año 2019, respectivamente, en el caso de la distribución, los peajes se han fijado incorporando la mejor previsión de la retribución del transporte y la distribución que resultarían de aplicar las Circulares 5/2019 y 6/2019, por lo que sí se corresponderían con desvíos en términos de la Circular 3/2020.

No obstante, conforme al artículo 5.2 y el punto 1 del Anexo I de la Circular 3/2020, en la determinación de los peajes de transporte y distribución de un ejercicio se tendrán en cuenta las revisiones de la retribución de las actividades de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de transporte de los ejercicios correspondientes.

Al respecto cabe señalar que, la retribución liquidada en los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019 no se corresponde con la retribución inicialmente prevista para el ejercicio según la información de las memorias que acompañaron a las órdenes por las que se establecían los peajes de acceso de los ejercicios correspondientes. Es decir, en la Memoria que acompañó a las órdenes por la que se establecen los correspondientes peajes de los ejercicios 2016 a 2019 se incluía la mejor previsión de la retribución del transporte y la distribución para el ejercicio, con objeto de asegurar la suficiencia de los ingresos para cubrir las retribuciones reconocidas, si bien en la correspondiente disposición se establecía que en tanto no se aprobara la retribución del ejercicio se liquidaría provisionalmente los importes establecidos en las Ordenes IET/980/2016 e IET/981/2016.

En caso de considerar la retribución prevista para el ejercicio en la determinación de los peajes de acceso de los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019 en lugar de los importes realmente liquidados, los desvíos de las actividades del transporte y la distribución de los periodos 2016-2019 ascendería a -210 M€ y -243 M€, respectivamente, importes que difieren sensiblemente de los que resultan de considerar los importes liquidados (véase Cuadro 2).

---

<sup>16</sup> Conforme al resuelve primero de la Resolución de 19 de enero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2023.

PUBLICA

**Cuadro 2. Diferencia entre la retribución de las actividades del transporte y la distribución considerada en la determinación de los peajes de acceso de los ejercicios 2016-2021 y la que resulta de la ejecución de las sentencias de lesividad en el periodo 2016-2021**

	MITERD				CNMC	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Retribución considerada en la determinación de los peajes del ejercicio (miles €) (A)</b>	<b>6.844.928</b>	<b>6.892.866</b>	<b>7.218.424</b>	<b>7.156.653</b>	<b>6.890.810</b>	<b>6.937.964</b>
Transporte	1.764.429	1.735.090	1.743.230	1.702.153	1.709.998	1.709.998
Distribución	5.080.499	5.157.776	5.475.194	5.454.500	5.180.813	5.227.966
<b>Retribución tras lesividad (miles €) (B)</b>	<b>6.884.549</b>	<b>6.891.233</b>	<b>6.945.941</b>	<b>6.938.196</b>	<b>6.778.935</b>	<b>6.738.291</b>
Transporte	1.690.124	1.678.084	1.694.693	1.672.118	1.550.050	1.495.401
Distribución	5.194.425	5.213.149	5.251.248	5.266.078	5.228.885	5.242.890
<b>Diferencia (miles €) (B) - (A)</b>	<b>39.622</b>	<b>- 1.633</b>	<b>- 272.483</b>	<b>- 218.457</b>	<b>- 111.875</b>	<b>- 199.673</b>
Transporte	- 74.304	- 57.006	- 48.537	- 30.035	- 159.948	- 214.597
Distribución	113.926	55.373	- 223.946	- 188.422	48.073	14.924
<b>Diferencia (miles €) por periodo regulatorio</b>				<b>- 452.951</b>		<b>- 311.548</b>
Transporte				- 209.882		- 374.545
Distribución				- 243.069		62.997

*Fuente: Memorias que acompañan a las órdenes por las que se establecen los peajes de acceso de los ejercicios 2016 a 2023, Orden TED/865/2020, Orden TED/203/2021, Orden TED/490/2022, Orden TED/749/2022, Orden TED/1311/2022, Orden TED/1343/2022, Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 28 de abril de 2023, Resoluciones de la CNMC por las que se establecen los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2021, 2022 y 2023, Resolución de 27 de julio de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020 y Propuesta de resolución por las que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020.*

En caso de que, a efectos de determinar los peajes, se considerara el desvío entre la retribución inicialmente incluida en los peajes y la retribución liquidada (conforme al artículo 5 de la Circular 3/2020), habría que establecer bajo qué concepto se incluye la diferencia entre este desvío (Cuadro 2) y el desvío que resulta de la diferencia entre las retribuciones liquidadas y las retribuciones finalmente reconocidas (Cuadro 1), aspecto no contemplado en la Circular 3/2020.

En cuanto a la diferencias entre las retribuciones liquidadas y las que resulten para los ejercicios 2020 y 2021, cabe señalar que la CNMC, tras asumir la función retributiva mediante el RD-ley 1/2019, mantuvo el criterio anterior, de

PUBLICA



modo que estableció provisionalmente la retribución de 2016 para 2020<sup>17</sup> y para 2021<sup>18</sup>, por lo que tampoco se puede hablar de desvío en sentido estricto.

Teniendo en cuenta lo anterior, por simplicidad, se considera más adecuado contemplar los desvíos respecto de la retribución liquidada, si bien habrá de tenerse en cuenta que esta se ha ido actualizando a lo largo de los distintos años.

Al respecto, cabe señalar, por una parte, que desde la aprobación de la Orden IET/980/2016, se han dictado diversas sentencias y se han publicado diversas órdenes que han modificado la retribución de las empresas distribuidoras del ejercicio 2016 y por tanto también la retribución provisionalmente liquidada durante los ejercicios 2017 a 2023, que han sido incorporadas en las liquidaciones provisionales de ejercicios posteriores. Y, por otra parte, que conforme al punto séptimo de la Orden TED/749/2022 los desvíos que resulten para las retribuciones de los ejercicios 2017 a 2019 más el incentivo de pérdidas de 2016 se laminan en cuatro años para aquellos agentes para los que resultan obligaciones de pago.

En relación con lo anterior, se indica que, a la fecha de elaboración de esta Memoria, se han imputado los desvíos del transporte de los ejercicios 2016 a 2020, y se ha liquidado provisionalmente para los ejercicios 2021, 2022 y 2023 la retribución del transporte correspondiente al ejercicio 2020, por lo que quedaría pendiente de imputar la diferencia entre la retribución que en su caso se apruebe para los ejercicios 2021, 2022 y 2023 y la retribución de 2020 (véase Cuadro 3).

---

<sup>17</sup> [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-3274](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-3274) (transporte) y [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-3273](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-3273) (distribución).

<sup>18</sup> [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-1720](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-1720) (transporte) y [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-1719](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-1719) (distribución).

PUBLICA

**Cuadro 3. Desvíos de la retribución del transporte registrados en peajes, desvíos de retribución ya imputados hasta la liquidación 8/2023 y desvíos de retribución del transporte pendientes de imputar. Periodo 2016-2022**

Transporte	Desvíos registrados en peajes (1)	Liquidación definitiva 2022	Liquidación 8/2023	Desvíos pendientes de imputación
Ejercicio 2016	- 19.873.404	- 19.873.404		-
Ejercicio 2017	- 31.913.396	- 31.913.396		-
Ejercicio 2018	- 15.304.846	- 15.304.846		-
Ejercicio 2019	- 37.879.983	- 37.879.983		-
Ejercicio 2020	- 159.948.235	- 37.879.983	- 122.068.252	-
Ejercicio 2021	- 214.596.596	- 37.879.983	- 122.068.252	- 54.648.361
Ejercicio 2022	- 9.977.103	48.440.681		- 58.417.784
<b>Total</b>	<b>- 489.493.563</b>	<b>- 132.290.914</b>	<b>- 244.136.504</b>	<b>- 113.066.145</b>

(1) Para el periodo 2016-2020 el desvío se corresponde con la diferencia entre la retribución liquidada en el ejercicio y la retribución reconocida, para los ejercicios 2021 y 2022 el desvío se corresponde con la diferencia entre la retribución considerada en la determinación de los peajes de cada ejercicio y la retribución estimada conforme a la Circular 5/2019 para ese ejercicio.

*Fuentes: CNMC, Liquidaciones definitivas del sector eléctrico de los ejercicios 2016 a 2021, Orden TED/1311/2022, Orden TED/1343/2022, Resoluciones de la CNMC por las que se establecen los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2021, 2022 y 2023 y Resolución de 27 de julio por la que se establece la retribución del transporte del ejercicio 2020.*

En lo que respecta a la retribución de la distribución, se habría imputado en su totalidad el desvío de la retribución del ejercicio 2016, excluido el incentivo de pérdidas, así como los desvíos de retribución de los ejercicios 2017 a 2019 para los agentes para los que resultan obligaciones de cobro y quedarían pendientes de imputar la parte de los desvíos correspondientes a los ejercicios 2017-2019 y del incentivo de pérdidas que se han laminado en cuatro ejercicios para los agentes para los que resultan obligaciones de pago, la actualización de la retribución que resulte para los ejercicios 2016 a 2019 como consecuencia de la Sentencia del Tribunal Supremo, de 26 de septiembre de 2023, en el que se estima parte del recurso contencioso administrativo número 699/2022, interpuesto por I-DE, contra la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo (en adelante, STS recurso I-DE), así como la diferencia entre la retribución liquidada provisionalmente para los ejercicios 2020, 2021, 2022 y 2023 y la que finalmente se reconozca.

De la misma manera que lo señalado para el transporte, el impacto de la actualización de la retribución de los ejercicios 2016 a 2023 sobre los peajes de

PUBLICA

ejercicios futuros dependerá del momento en que se vayan estableciendo las sucesivas retribuciones.

**Cuadro 4. Desvíos de la retribución de la distribución registrados en peajes, desvíos de retribución ya imputados hasta la liquidación 8/2023 y desvíos de retribución pendientes de imputar. Periodo 2016-2022**

Distribución	Desvíos registrados en peajes (1)	Desvíos de retribución imputados hasta la Liquidación definitiva 2022 (2)	Desvíos pendientes con impacto en liquidación definitiva 2023	Desvíos pendientes con impacto en liquidación definitiva 2024	Desvíos pendientes con impacto en liquidación definitiva 2025
Ejercicio 2016	20.256	- 22.727	70.857	- 13.937	- 13.937
Ejercicio 2017	32.508	45.943	18.331	- 15.883	- 15.883
Ejercicio 2018	70.607	72.501	22.178	- 12.036	- 12.036
Ejercicio 2019	85.266	85.907	22.595	- 11.618	- 11.618
Ejercicio 2020	- 1.983	- 69.571	67.588		
Ejercicio 2021	81.592	- 0	81.592		
Ejercicio 2022	29.931	- 43.708	73.640		
<b>Total</b>	<b>318.177</b>	<b>68.345</b>	<b>356.780</b>	<b>- 53.474</b>	<b>- 53.474</b>

- (1) Para el periodo 2016-2020 el desvío se corresponde con la diferencia entre la retribución liquidada en el ejercicio y la retribución reconocida. Para los ejercicios 2021 y 2022 el desvío se corresponde con la diferencia entre la retribución considerada en la determinación de los peajes de cada ejercicio y la retribución finalmente aprobada para ese ejercicio.
- (2) Incorpora la totalidad de los desvíos que se han ido registrando en las sucesivas liquidaciones tanto del ejercicio 2022 como de ejercicios anteriores.

*Fuentes: CNMC, Liquidaciones definitivas del sector eléctrico de los ejercicios 2016 a 2021, Orden TED/865/2020, Orden TED/203/2021, Orden TED/490/2022, Orden TED/749/2022, Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 28 de abril de 2023, Resoluciones de la CNMC por las que se establecen los peajes distribución de los ejercicios 2021, 2022 y 2023 y Propuesta de resolución por la que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020.*

### 5.1.2. Desvíos de ingresos de peajes

Por otra parte, según se establece en el mismo artículo 5, en su apartado 3.b), en la determinación de los peajes de acceso y distribución se incluyen también “*Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores*”.

En relación con lo anterior, se indica que no es posible determinar la diferencia entre los ingresos inicialmente previstos para la cobertura de las retribuciones de las actividades del transporte y la distribución y los realmente registrados para el

PUBLICA

periodo comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de mayo de 2021, dado que en ese periodo no existía la diferenciación de peajes y cargos.

En consecuencia, únicamente se pueden considerar a efectos de la Circular 3/2020 los desvíos de ingresos a partir del 1 de junio de 2021.

### **5.1.3. Desvíos registrados en las liquidaciones**

Los desvíos registrados en las liquidaciones anteriores a 2022 obedecen a diferencias de retribución e ingresos del propio ejercicio y de ejercicios anteriores sin que sea posible diferenciar totalmente aquellos desvíos asociados a las actividades de transporte y distribución y los asociados a los cargos.

Por otra parte, cabe señalar que las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2016, 2017 y 2018 registraron un superávit de ingresos de 421,5 M€, 150,5 M€ y 96,0 M€, respectivamente, y que ese superávit de ingresos se ha aplicado en las liquidaciones de los ejercicios 2019 y 2020, conforme a lo establecido en la Disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, y la Orden TED/952/2020, de 5 de octubre, por la que se aplica el superávit del sistema eléctrico para cubrir los desajustes temporales y las desviaciones transitorias entre ingresos y costes de los ejercicios 2019 y 2020.

Asimismo, en la liquidación definitiva del ejercicio 2020 se registró un superávit de ingresos de 115,7 M€, que fue incorporado en las liquidaciones del ejercicio 2021, conforme a la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua<sup>19</sup>.

Respecto del resultado de la liquidación definitiva del ejercicio 2021, se indica que en la resolución de peajes correspondiente al ejercicio 2023 se tuvo en cuenta a efectos de la determinación de los peajes la parte del superávit en lo que corresponde a los peajes de redes<sup>20</sup> para el periodo comprendido entre el 1

---

<sup>19</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-10584>.

<sup>20</sup> Para mayor información véase epígrafe 5.3 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 15 de diciembre de 2022, 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 mayo y el 31 de diciembre de 2021, lo que implica que toda diferencia entre ingresos y costes anteriores a la entrada en vigor de peajes y cargos forma parte del desvío asociado a los cargos, con la excepción de aquellos conceptos directamente imputables a los peajes, tales como los desvíos de facturación por excesos de potencia, energía reactiva e ingresos en las interconexiones<sup>21</sup>. Tal simplificación está motivada por la dificultad de desagregar entre peajes y cargos los ingresos del propio ejercicio 2021 y los ingresos y costes de ejercicios anteriores (véase Cuadro 5).

Al respecto cabe señalar que, el superávit de ingresos de la liquidación definitiva del ejercicio 2021 se incorporó en las liquidaciones provisionales del sector eléctrico del ejercicio 2022, conforme a la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre<sup>22</sup>. Y que el superávit que en su caso se registre en la Liquidación definitiva del ejercicio 2022 será incorporado en las liquidaciones del ejercicio 2023, conforme al artículo 186 del Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio<sup>23</sup>.

---

de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 (disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4475682.pdf>).

- <sup>21</sup> Esto es, no se generan desvíos ni de retribución ni de ingresos en las actividades del transporte y distribución en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de abril de 2021.
- <sup>22</sup> Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles (disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974>)
- <sup>23</sup> Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio, por el que se adoptan y prorrogan determinadas medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania, de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad; de transposición de Directivas de la Unión Europea en materia de modificaciones estructurales de sociedades mercantiles y conciliación de la vida familiar y la vida profesional de los progenitores y los cuidadores; y de ejecución y cumplimiento del Derecho de la Unión Europea (disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2023-15135>)

PUBLICA

**Cuadro 5. Desvíos de ingresos y costes de peajes de transporte y distribución y cargos de la Liquidación definitiva del ejercicio 2021**

	Previsión inicial 2021 (Resolución 18 de marzo 2021) (A)			Liquidación definitiva 2021 (B)			Diferencia (B) - (A)		
	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
<b>Retribución T&amp;D (miles €) (A)</b>	<b>1.002.574</b>	<b>3.065.164</b>	<b>4.067.738</b>	<b>1.002.574</b>	<b>3.026.076</b>	<b>4.028.650</b>	-	- 39.088	- 39.088
<b>Ingresos (miles €) (B)</b>	<b>1.035.303</b>	<b>3.065.159</b>	<b>4.100.462</b>	<b>1.079.255</b>	<b>3.307.396</b>	<b>4.386.651</b>	<b>43.952</b>	<b>242.237</b>	<b>286.189</b>
Peajes de redes	956.204	3.065.159	4.021.363	939.623	2.982.976	3.922.599	- 16.581	- 82.183	- 98.764
Reactiva (1)	-	-	-	1.871	99.297	101.167	1.871	99.297	101.167
Excesos de Potencia (1)	-	-	-	6.728	225.123	231.851	6.728	225.123	231.851
Ingresos interconexiones (1)	79.099	-	79.099	131.034	-	131.034	51.934	-	51.934
<b>Déficit (-) / superávit (+) de peajes (miles €) (C) = (B) - (A)</b>	<b>32.729</b>	<b>- 5</b>	<b>32.724</b>	<b>76.681</b>	<b>281.320</b>	<b>358.001</b>	<b>43.952</b>	<b>281.324</b>	<b>325.277</b>
<b>Desvío Liquidación definitiva 2021 (D)</b>									<b>772.419</b>
<b>Déficit (-) / superávit (+) de cargos (miles €) (E) = (D) - (C)</b>									<b>447.142</b>

(1) Los desvíos de ingresos por facturación de energía reactiva, excesos de potencia e interconexiones se tienen en cuenta en su totalidad independientemente del periodo en que han sido generados.

*Fuente: Memoria que acompaña a la Resolución de 15 de diciembre de 2022.*

Adicionalmente, en la determinación de los peajes del ejercicio 2023 también se tuvo en cuenta, la laminación de los desvíos de las retribuciones de la actividad de distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019 para los agentes para los que resultan obligaciones de pago, conforme al punto séptimo de la Orden TED/749/2022 (-53,5 M€), aspecto que ha sido incorporado en las Liquidaciones provisionales del ejercicio 2022.

En el Cuadro 6 se muestra la desagregación de los desvíos registrados en la liquidación definitiva de 2022 entre peajes de transporte, peajes de distribución y cargos<sup>24</sup>. Se indica que, dado que los desvíos de la liquidación definitiva del ejercicio 2021 fueron tenidos en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2023, los desvíos que resulten de la liquidación definitiva del ejercicio 2022 se tendrán en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2024, deducido el desvío de la liquidación definitiva de 2021.

<sup>24</sup> Para mayor información sobre la desagregación del resultado de la liquidación definitiva del ejercicio 2022 entre peajes de transporte, peajes de distribución y cargos véase el Informe sobre la Liquidación definitiva de 2022 del Sector Eléctrico, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5027281.pdf>.

PUBLICA

**Cuadro 6. Desvíos de ingresos y costes de peajes de transporte y distribución y cargos registrados en la Liquidación definitiva de 2022**

	Previsión inicial 2022 (Resolución 16 de diciembre 2021 y Orden TED/1484/2021) (A)				Liquidación definitiva 2022				Diferencia (B) - (A)			
	Peajes transporte	Peajes distribución	Cargos	Total	Peajes transporte	Peajes distribución	Cargos	Total	Peajes transporte	Peajes distribución	Cargos	Total
<b>Retribución T&amp;D (miles €) (A)</b>	<b>1.501.609</b>	<b>5.255.587</b>	<b>9.546.060</b>	<b>16.303.256</b>	<b>1.550.050</b>	<b>5.217.940</b>	<b>7.151.100</b>	<b>13.919.089</b>	<b>48.441</b>	<b>-37.647</b>	<b>-2.394.961</b>	<b>-2.384.167</b>
Retribución Transporte	1.501.609			1.501.609	1.550.050			1.550.050	48.441	-	-	48.441
Retribución Distribución		5.255.587		5.255.587		5.217.940		5.217.879	-	-43.708	-	-43.708
Retribución RECORE peninsular			6.636.000	6.636.000			4.045.979	4.045.979	-	-	-2.590.021	-2.590.021
Retribución Sistemas No Peninsulares			488.070	488.070			835.464	835.464	-	-	347.394	347.394
Servicio de interrumplibilidad			7.852	7.852			9.506	9.506	-	-	1.654	1.654
Tasa CNMC			17.136	17.136			15.417	15.417	-	-	-1.719	-1.719
2ª parte del ciclo de combustible nuclear			114	114			103	103	-	-	-11	-11
Anualidades déficit actividades reguladas			2.396.888	2.396.888			2.409.708	2.409.708	-	-	12.819	12.819
Saldo de pagos por capacidad			-	-			6.019	6.019	-	-	6.019	6.019
Saldo retribución operador del sistema			-	-			-2.346	-2.346	-	-	-2.346	-2.346
Saldo retribución operador del mercado			-	-			302	302	-	-	302	302
Intereses			-	-			1.246	1.246	-	-	1.246	1.246
Diferencia de pérdidas			-	-			-169.044	-169.044	-	-	-169.044	-169.044
Corrección de medidas			-	-			-1.254	-1.254	-	-	-1.254	-1.254
Diferimiento pagos DT11			-	-		6.061	6.061	6.061		6.061	-	6.061
<b>Ingresos (miles €) (B)</b>	<b>1.502.416</b>	<b>5.258.653</b>	<b>4.500.726</b>	<b>11.261.795</b>	<b>1.398.102</b>	<b>5.603.279</b>	<b>3.248.262</b>	<b>10.250.045</b>	<b>-103.912</b>	<b>344.627</b>	<b>-1.252.464</b>	<b>-1.011.750</b>
Ingresos por peajes de transporte y distribución	1.502.416	5.258.653	-	6.761.069	1.398.102	5.603.279	-	6.999.520	-104.315	342.766	-	238.451
Facturación potencia y energía	1.414.067	5.258.653	-	6.672.720	1.372.559	5.123.858	-	6.496.416	-41.508	-134.795	-	-176.304
Facturación excesos de potencia					15.233	456.707		471.939	15.233	456.707		471.939
Facturación energía reactiva (1)					2.011	93.822		95.833	2.011	93.822		95.833
Descuento peajes electrointensivos (1)					-113.910	-72.968		-186.878	-113.910	-72.968		-186.878
Ingresos conexiones internacionales	88.349			88.349	122.209			122.209	33.860	-		33.860
Ingresos por cargos			4.488.930	4.488.930			3.182.092	3.182.092	-	-	-1.306.838	-1.306.838
Ingresos por fraude			2.307	2.307	402	1.861	3.128	5.391	402	1.861	821	3.084
Ingresos art. 17 RD 216/2014			9.489	9.489			63.042	63.042	-	-	53.553	53.553
<b>Ingresos externos a peajes y cargos (miles €) (B)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.197.687</b>	<b>5.197.687</b>	<b>162.716</b>	<b>190.297</b>	<b>8.178.682</b>	<b>8.531.694</b>	<b>162.716</b>	<b>190.297</b>	<b>2.980.995</b>	<b>3.334.007</b>
Ingresos Ley Medidas Fiscales			3.400.000	3.400.000			3.720.948	3.720.948	-	-	320.948	320.948
Ingresos por CO2			1.100.000	1.100.000			2.027.916	2.027.916	-	-	927.916	927.916
Ley FNSSE (2º semestre)			213.600	213.600			-	-	-	-	-213.600	-213.600
Ley minoración CO2			484.087	484.087			-	-	-	-	-484.087	-484.087
Ingresos por art. 2 RDL 8/2022			-	-	137.147	87.853		225.000	137.147	87.853	-	225.000
Ingresos por art. 7 RDL 18/2022			-	-	25.569	102.444		187.400	25.569	102.444	59.387	187.400
Ingresos por art. 6 RDL 20/2022			-	-			2.000.000	2.000.000	-	-	2.000.000	2.000.000
Ingresos minoración retribución producción			-	-			370.430	370.430	-	-	370.430	370.430
<b>Déficit (-) / superávit (+) del ejercicio (miles €) (C) = (B) - (A)</b>	<b>807</b>	<b>-</b>	<b>152.353</b>	<b>156.226</b>	<b>11.170</b>	<b>575.636</b>	<b>4.275.844</b>	<b>4.862.650</b>	<b>10.363</b>	<b>572.571</b>	<b>4.123.491</b>	<b>4.706.424</b>
<b>Otros costes (-) o ingresos (+) liquidables (miles €) (D)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-150.000</b>	<b>-150.000</b>	<b>241.587</b>	<b>407.927</b>	<b>677.993</b>	<b>1.327.507</b>	<b>241.587</b>	<b>407.927</b>	<b>827.993</b>	<b>1.477.507</b>
Costes e ingresos de ejercicios anteriores			-150.000	-150.000	197.634	126.603	230.851	555.088	197.634	126.603	380.851	705.088
Superávit Liquidación definitiva 2021			-	-	43.952	281.324	447.142	772.419	43.952	281.324	447.142	772.419
<b>Déficit (-) / superávit (+) de Liquidación definitiva 2022 (miles €) (E) = (C) + (D)</b>	<b>807</b>	<b>-</b>	<b>2.353</b>	<b>6.226</b>	<b>252.757</b>	<b>983.563</b>	<b>4.953.836</b>	<b>6.190.156</b>	<b>251.949</b>	<b>983.563</b>	<b>4.951.483</b>	<b>6.183.931</b>

(1) En la determinación de los peajes no se consideran los ingresos por energía reactiva y excesos de potencia del propio ejercicio

Fuente: Liquidación definitiva de 2022

PUBLICA

De los análisis anteriores cabe diferenciar tres tipos de desvíos: los desvíos anteriores a 2021, los desvíos del ejercicio 2021 y los desvíos del ejercicio 2022.

En la determinación de los peajes del ejercicio 2023 se tuvo en cuenta el desvío de ingresos registrado en la liquidación definitiva del ejercicio 2021 por la parte correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de junio de 2021 y el impacto de la laminación de la retribución de la distribución de los ejercicios 2017-2019. Por tanto, en la determinación de los peajes de 2024 se habrá de tener en cuenta los desvíos de retribución e ingresos del propio ejercicio 2022 y los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores.

Por otra parte, en relación con los desvíos registrados para la actividad de transporte se indica que la parte del desvío de ingresos motivado por las rentas de congestión con Francia, serán destinados a la financiación de la interconexión entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya, conforme al artículo 19 del Reglamento (UE) 943/2019 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad<sup>25</sup> y el resuelve tercero apartado e) de la Resolución de 20 de abril de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de modificación de los parámetros de la Resolución por la que se otorga el carácter singular de la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya y se incluye en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales<sup>26</sup>. En consecuencia, de los desvíos de ingresos registrados en las conexiones internacionales no procedería imputar el procedente de las rentas de congestión con Francia, que se han estimado en 28,2 M€<sup>27</sup> (véase Cuadro 7).

---

<sup>25</sup> Disponible en <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

<sup>26</sup> Disponible en [https://boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-10866](https://boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-10866)

<sup>27</sup> Dado que en la previsión inicial no se desagregaron las rentas de congestión por país, se imputa todo el desvío de rentas de congestión a la interconexión por Francia.

PUBLICA



**Cuadro 7. Desvíos de ingresos en las conexiones internacionales registrados en la Liquidación definitiva de 2022**

Ingresos interconexiones (miles €)	Previsión inicial (A)	Liquidación definitiva (B)	Diferencia (B) - (A)
Ingresos peajes 6.5	5.725	12.955	7.229
Ingresos acuerdos ITC	1.545	-	- 1.545
Ingresos rentas de congestión Francia	81.079	107.276	28.176
Ingresos rentas de congestión con Portugal		1.979	
<b>TOTAL</b>	<b>88.349</b>	<b>122.209</b>	<b>33.860</b>

Fuente: CNMC

En consecuencia, en los peajes del ejercicio 2024 cabría tener en cuenta los desvíos del ejercicio 2022, excluido el desvío de las rentas de congestión, y el desvío de ejercicios anteriores.

**Cuadro 8. Desvíos de registrados en la Liquidación definitiva de 2022 con impacto en la determinación de los peajes de transporte y distribución de 2024**

	Transporte	Distribución
<b>Desvío ejercicio 2022 (miles €)</b>	<b>- 17.813</b>	<b>572.571</b>
Ingresos	30.627	534.923
Retribucion	48.441	- 37.647
<b>Desvíos de ejercicios anteriores (miles €)</b>	<b>197.634</b>	<b>126.603</b>
Ingresos	16.903	32.215
Retribucion	- 180.732	- 94.388
<b>Total (miles €)</b>	<b>179.821</b>	<b>699.173</b>
Ingresos	47.530	567.138
Retribucion	- 132.291	- 132.036

Fuente: CNMC

PUBLICA

#### 5.1.4. Impacto de los desvíos de ejercicios anteriores en la determinación de los peajes

En el Cuadro 9 se muestra el impacto de la actualización de la retribución sobre los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2024, 2025 y 2026 bajo el supuesto de que la retribución de las actividades del transporte y la distribución de los ejercicios 2020, 2021, 2022 y 2023, así como la actualización de la retribución de la distribución de los ejercicios 2016 a 2019 derivada de la aplicación de la STS por el recurso I-DE<sup>28</sup>, se aprobara con anterioridad a la Liquidación provisional 14 de 2023 (esto es, antes de abril de 2024), considerando las variables de facturación previstas para el ejercicio 2024<sup>29</sup>. Esto implicaría imputar todos los desvíos de retribución en las liquidaciones del ejercicio 2023. El impacto de los desvíos incorporados en la liquidación definitiva de 2022 se tendría en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2024, mientras que los desvíos de la liquidación definitiva de 2023 se tendrían en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2025. En relación con lo anterior, se indica que los desvíos de ingresos de peajes de transporte y distribución del ejercicio 2023, se corresponden con los previstos para el cierre del ejercicio 2023<sup>30</sup>. Los desvíos de ingresos del ejercicio 2024, que se imputaría en el ejercicio 2026 se corresponderían con la facturación de excesos de potencia.

Bajo estas hipótesis, los peajes de los consumidores se reducirían en el ejercicio 2024, para volver a aumentar en 2025, con la excepción de los peajes de los consumidores conectados en transporte, que se reducirían también en el ejercicio 2025. En el ejercicio 2025 los peajes de los consumidores conectados en la red de baja y media tensión experimentarían incrementos relevantes, mientras que en 2026<sup>31</sup> los aumentos más significativos afectarían a los peajes

- 
- <sup>28</sup> La STS establece que la Administración debe proceder a la nueva fijación de los valores en el plazo de un mes.
- <sup>29</sup> La asignación se ha realizado manteniendo el número de horas de participación en la punta del 2023 (1.600 horas) con objeto de mostrar únicamente el efecto precio.
- <sup>30</sup> Para más información véase la Memoria que acompaña a la propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes de transporte y distribución para el ejercicio 2024, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5050863.pdf>.
- <sup>31</sup> Únicamente a efectos ilustrativos, se ha evolucionado la retribución del transporte y la distribución al ejercicio 2026, aplicando las metodologías de las Circulares 5/2019 y 6/2019, considerando la misma tasa de retribución.

PUBLICA

de los consumidores conectados en la red alta tensión, por el peso que tiene en sus peajes la retribución del transporte, con incrementos particularmente significativos para los consumidores conectados en transporte.

**Cuadro 9. Impacto de la actualización de la retribución del periodo 2016-2022 en la determinación de los peajes del periodo 2024-2026**

	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
<b>Retribución del transporte (miles €)</b>	<b>1.318.945</b>	<b>1.050.857</b>	<b>-20,3%</b>	<b>864.710</b>	<b>-17,7%</b>	<b>1.362.246</b>	<b>57,5%</b>
Retribución del ejercicio	1.492.937	1.250.061	-16,3%	1.302.661	4,2%	1.394.605	7,1%
Ingresos ITC	- 130.040	- 19.382		- 19.382		- 19.382	
Desvíos de ejercicios anteriores	- 43.952	- 179.821	309,1%	- 418.568	132,8%	- 12.976	
Retribución	n.a.	- 132.291		- 364.233			
Retribución 2016-2019	n.a.	- 104.972					
Retribución 2020	n.a.	- 37.880		- 122.068			
Retribución 2021	n.a.	- 37.880		- 176.717			
Retribución 2022	n.a.	48.441		- 58.418			
Retribución 2023	n.a.			- 7.030			
Ingresos peajes	7.982	- 41.846		- 43.902		- 12.976	
Ingresos ITC	- 51.934	- 5.684		- 10.433			
<b>Retribución de la distribución (miles €)</b>	<b>5.053.865</b>	<b>4.910.517</b>	<b>-2,8%</b>	<b>5.631.627</b>	<b>14,7%</b>	<b>5.539.874</b>	<b>-1,6%</b>
Retribución del ejercicio	5.388.663	5.609.691	4,1%	5.854.565	4,4%	6.015.001	
Desvíos de ejercicios anteriores	- 334.799	- 699.173	108,8%	- 222.938	-68,1%	- 475.126	
Retribución	- 92.562	- 132.036		380.036			
Retribución 2016-2019	- 53.474	- 94.388		133.961			
Retribución 2020	- 39.088			67.588			
Retribución 2021		- 37.647		81.592			
Retribución 2022				73.640			
Retribución 2023				23.255			
Ingresos peajes (1)	- 242.237	- 567.138		- 602.973		- 475.126	
<b>Total retribución T&amp;D</b>	<b>6.372.810</b>	<b>5.961.375</b>	<b>-6,5%</b>	<b>6.496.338</b>	<b>9,0%</b>	<b>6.902.121</b>	<b>6,2%</b>



Grupo tarifario	2023 (1)	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
2.0 TD	56,63	53,02	-6,4%	58,60	10,5%	60,96	4,0%
3.0 TD	23,16	21,71	-6,3%	23,87	9,9%	25,03	4,9%
6.1 TD	20,17	18,49	-8,3%	19,83	7,2%	21,57	8,8%
6.2 TD	10,48	8,74	-16,6%	9,02	3,2%	10,38	15,1%
6.3 TD	7,62	6,85	-10,1%	6,77	-1,2%	8,30	22,6%
6.4 TD	7,05	5,20	-26,2%	4,28	-17,7%	6,74	57,5%
<b>Total</b>	<b>29,54</b>	<b>27,30</b>	<b>-7,6%</b>	<b>29,75</b>	<b>9,0%</b>	<b>31,61</b>	<b>6,2%</b>

(1) Facturación del escenario previsto para 2024 a los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2023.

Fuente: CNMC

PUBLICA

### **5.1.5. Propuesta de tratamiento de los desvíos de retribución derivados de la ejecución de la lesividad**

Como se ha indicado, el impacto de los desvíos de retribución sobre la variación de los peajes de ejercicios posteriores dependerá del momento en que se vayan aprobando las retribuciones definitivas del transporte y la distribución.

Al respecto, es importante señalar que la Sentencia 1182/2023 del Tribunal Supremo ha estimado parcialmente el recurso presentado por Iberdrola en contra de la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, por la que se ejecuta la Sentencia del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016 y la Orden TED/497/2022, de 1 de junio, por la que se corrigen los errores de la misma, lo que dará lugar a la actualización de su retribución en los términos establecidos en la sentencia y la aparición de nuevos desvíos, que afecta a todos los ejercicios posteriores, en la medida en que se actualiza la base de retribución de activos.

Adicionalmente, se indica que, como ha señalado un agente en sus alegaciones, ya ha sido dictada la Sentencia 1777/2023, de 21 diciembre, en el marco del recurso contencioso-administrativo 726/2022 interpuesto por Viesgo Distribución Eléctrica, S.L. contra las Órdenes TED/490/2022, de 31 de mayo y TED/497/2022, de 1 de junio, estimando parcialmente sus pretensiones y es posible que en la fecha en que se apruebe la Circular haya recaído también sentencia en el recurso contencioso-administrativo 727/2022, interpuesto por Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U. en contra de estas mismas órdenes.

Finalmente, es importante señalar que también están recurridas las órdenes por las que se establece la retribución de las empresas de distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019.

La resolución de los distintos recursos presentados por las empresas en contra de las retribuciones aprobadas podría dar lugar a la revisión de la retribución de ejercicios anteriores y a la aparición de nuevos desvíos (ya sean positivos o negativos), con impacto sobre los peajes de ejercicios futuros.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, la incertidumbre sobre los desvíos susceptibles de aflorar como consecuencia de los recursos abiertos en contra de las retribuciones aprobados, así como el impacto de los desvíos sobre la evolución de los peajes de transporte y distribución de ejercicios posteriores y

PUBLICA

con objeto de no distorsionar la señal de precio proporcionada a los consumidores, se propone habilitar a la Comisión para laminar la imputación de los desvíos positivos de ejercicios anteriores sobre los peajes de ejercicios futuros.

A efectos ilustrativos, en el Cuadro 10 se muestra la evolución de los peajes de los peajes de transporte y distribución que resultaría de laminar los desvíos en ejercicios posteriores, suponiendo que el 15% de los desvíos de la retribución del transporte registrados de los ejercicios 2022 y 2023 se imputara en el 2025, el 40% en el 2026 y el resto en ejercicios posteriores, mientras que para la actividad de distribución se imputaría el 50% de los desvíos de ingresos registrados en 2022 en los peajes de 2024, el 40% en el ejercicio 2025 y el 10% restante en el ejercicio 2026. De esta forma se evitarían variaciones bruscas en los peajes de acceso de los consumidores. Anualmente en la Resolución por la que se establecen los peajes para el ejercicio correspondiente, se determinaría el importe a laminar en los ejercicios posteriores, teniendo en cuenta la evolución de la demanda, los ingresos y los costes de los ejercicios futuros.

PUBLICA

**Cuadro 10. Ejemplo de la laminación del desvío de retribución del transporte entre los ejercicios 2024, 2025 y 2026 y de los desvíos de la distribución entre los ejercicios 2024 y 2025**

	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
<b>Retribución del transporte (miles €)</b>	<b>1.318.945</b>	<b>1.183.148</b>	<b>-10,3%</b>	<b>1.154.464</b>	<b>-2,4%</b>	<b>1.163.637</b>	<b>0,8%</b>
Retribución del ejercicio	1.492.937	1.250.061	-16,3%	1.302.661	4,2%	1.394.605	7,1%
Ingresos TSO	- 130.040	- 19.382		- 19.382		- 19.382	0,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	- 43.952	- 47.530	8,1%	- 128.814	171,0%	- 211.585	64,3%
Retribución	n.a.	-		- 74.479		- 198.610	166,7%
Ingresos peajes	7.982	- 41.846		- 43.902		- 12.976	-70,4%
Ingresos ITC	- 51.934	- 5.684		- 10.433			
<b>Retribución de la distribución (miles €)</b>	<b>5.053.865</b>	<b>5.194.086</b>	<b>2,8%</b>	<b>5.404.772</b>	<b>4,1%</b>	<b>5.483.161</b>	<b>1,5%</b>
Retribución del ejercicio	5.388.663	5.609.691	4,1%	5.854.565	4,4%	6.015.001	2,7%
Desvíos de ejercicios anteriores	- 334.799	- 415.604	24,1%	- 449.793	8,2%	- 531.840	18%
Retribución	- 92.562	- 132.036		380.036		-	-100,0%
Ingresos peajes	- 242.237	- 283.569		- 829.828		- 531.840	-35,9%
<b>Total retribución T&amp;D</b>	<b>6.372.810</b>	<b>6.377.235</b>	<b>0,1%</b>	<b>6.559.237</b>	<b>2,9%</b>	<b>6.646.797</b>	<b>1,3%</b>



Grupo tarifario	2023 (1)	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
2.0 TD	56,63	56,55	-0,1%	58,34	3,2%	59,14	1,4%
3.0 TD	23,16	23,18	0,1%	23,89	3,1%	24,21	1,4%
6.1 TD	20,17	19,85	-1,6%	20,34	2,5%	20,61	1,3%
6.2 TD	10,48	9,46	-9,7%	9,61	1,7%	9,73	1,2%
6.3 TD	7,62	7,48	-1,9%	7,54	0,8%	7,62	1,1%
6.4 TD	7,05	5,86	-16,9%	5,71	-2,4%	5,76	0,8%
<b>Total</b>	<b>29,54</b>	<b>29,21</b>	<b>-1,1%</b>	<b>30,04</b>	<b>2,9%</b>	<b>30,44</b>	<b>1,3%</b>

Nota:

- (1) Facturación del escenario previsto para 2024 a los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2023.

Fuente: CNMC

Se indica que los análisis anteriores han sido actualizados con objeto de la elaboración de la Resolución de 4 de diciembre de 2024, 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 de aplicación a partir del 1 de enero de 2025<sup>32</sup>.

<sup>32</sup> Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00924>.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se modifica el punto 1 del Anexo I a efectos de contemplar la laminación desvíos positivos de ejercicios anteriores.

A efectos operativos, se abrirán sendas cuentas en régimen de depósito con destino específico para cada una de las actividades: transporte y distribución, en la que se depositarán los importes no considerados en la determinación de los peajes de transporte y distribución.

Anualmente, en la Resolución por la que se actualicen los precios de los peajes de las redes de transporte y distribución se establecerán los importes que serán considerados en la determinación de los peajes del ejercicio que corresponda, quedando depositados en las citadas cuentas los importes no dispuestos.

## 5.2. Otras modificaciones

La Circular 3/2020 ha supuesto cambios respecto de la estructura y condiciones de facturación de los peajes de acceso anteriores a su aplicación. Estos cambios han dado lugar a diversas consultas por parte de empresas, comunidades autónomas y consumidores sobre diversos aspectos.

Con objeto de aclarar las dudas planteadas por los distintos agentes y de facilitar la comprensión e implementación de la Circular 3/2020, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó en su sesión del 18 de marzo de 2021 el *“Acuerdo por el que se contestan consultas relativas a la aplicación de la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de energía eléctrica”*<sup>33</sup>.

Este Acuerdo fue actualizado el 8 de julio con objeto de resolver cuestiones adicionales planteadas por los agentes tras la publicación de la Resolución de peajes 2021, primera vez que se aplican los peajes de transporte y distribución establecidos conforme a la metodología de la Circular.

---

<sup>33</sup> Disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/3596445\\_64.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/3596445_64.pdf)

Algunas de las cuestiones planteadas por los agentes han sido recogidas en las Resoluciones por las que se establecen los peajes para los ejercicios 2021 y 2022.

Con objeto de facilitar tanto la comprensión como la correcta aplicación de los peajes, se hace aconsejable trasladar dichas aclaraciones, así como otras modificaciones menores en diversos puntos del articulado de la Circular 3/2020.

En los epígrafes siguientes se recogen las modificaciones junto con la correspondiente justificación.

### **5.2.1. Metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución (artículo 8)**

Se hace necesario modificar el artículo 8 y el Anexo I para recoger la posibilidad de laminar los desvíos positivos de ejercicios anteriores.

Asimismo, con objeto de introducir mayor claridad en el redactado, se incluye también la metodología de cálculo del término del exceso de potencia (véase epígrafe 5.2.2.3).

Finalmente, se incorpora un nuevo punto a efectos de establecer el término de facturación de energía reactiva.

### **5.2.2. Aplicación los peajes de transporte y distribución de electricidad (artículo 9)**

#### **5.2.2.1. Periodicidad de la facturación**

En relación con la periodicidad de la facturación, se hace necesario aclarar que, conforme a la normativa vigente, con carácter general la facturación de los peajes de transporte y distribución será mensual con base en lecturas reales, con las excepciones previstas en la normativa.

#### **5.2.2.2. Término de facturación por potencia contratada**

En relación con la facturación de las potencias contratadas, dado que los precios se establecen en términos anuales y que la facturación anual se prorratea por el número de días incluidos en el periodo de facturación, se hace necesario aclarar

PUBLICA



que cuando se produce una modificación de potencias, se deberá tener el número de días de vigencia de cada una de las potencias contratadas durante el periodo de facturación.

Por otra parte, atendiendo al número de consultas recibidas respecto a la forma de facturar el término de potencia es necesario aclarar que, la potencia de cada periodo se contrata en términos anuales y que también los precios de los términos de potencia se establecen en términos anuales, si bien en la determinación de los precios se tiene en cuenta la duración del periodo en el cómputo anual. En consecuencia, la facturación de la potencia se realiza en términos anuales, si bien a efectos de su facturación mensual se prorratea por el número de días incluidos en el periodo de facturación. Es por ello que la potencia contratada de todos los periodos se factura todos los meses, independientemente de que en un determinado mes no sean de aplicación todos los periodos horarios.

### 5.2.2.3. Término de facturación por potencia demandada

Respecto del **control de potencia**, si bien la Circular 3/2020 recoge con carácter general lo establecido en la normativa anteriormente en vigor<sup>34</sup>, los agentes han presentado diversas consultas motivado principalmente por la diferenciación del control de potencia en función del tipo de medida en lugar del peaje. Es por ello que se introducen aclaraciones en el redactado.

Respecto de la **metodología de cálculo del término por potencia demandada**, se establece cómo se determinará el término por potencia demandada en la definición del término incluido en la fórmula de modo de facturación cuarto horario. En particular, se establece que *“El término del exceso de potencia, se determinará de forma que, dado el perfil del consumidor medio de cada peaje y la modalidad de facturación de la potencia demandada, la facturación de acceso que resulte de la optimización de las potencias sea equivalente a la facturación de acceso que resultaría de considerar las potencias contratadas máximas de cada periodo, con la restricción de que la facturación de acceso que resulta para el periodo 1 tras la optimización nunca sea negativa. El término resultante se*

---

<sup>34</sup> El esquema de control de potencia se mantiene para todos los consumidores con excepción de los consumidores que en el esquema anterior estaban acogidos a los peajes 3.0 A y 3.1 A. Bajo el esquema anterior, a los consumidores acogidos a estos peajes el control de potencia que se registraba era la potencia máxima cuarto horaria de cada periodo de facturación. Bajo el esquema vigente, el control de la potencia depende del tipo de medida.

PUBLICA

*incrementará en un 20 % al objeto de desincentivar la contratación de potencias inferiores a las realmente demandadas.”*

Lo anterior junto con la diferente nomenclatura dada al término del exceso de potencia<sup>35</sup> (en la formulación de los tipos 4 y 5 se denomina al término *tp*, mientras que en la formulación de los tipos 1, 2 y 3 se denomina al término *tep*) en ambas formulaciones ha dado lugar a cierta confusión, que conviene aclarar.

Adicionalmente, se ha contrastado que la determinación del término del exceso de potencia considerando únicamente el método de facturación cuarto-horario introduce penalizaciones diferentes para los consumidores dependiendo del método de facturación del exceso de potencia que les corresponde según el tipo de medida, por lo que se propone aplicar la misma metodología para calcular el término del exceso de potencia, pero teniendo en cuenta método de facturación.

En consecuencia, se propone trasladar al artículo 8 en un nuevo punto la metodología de cálculo del término de facturación por potencia demandada, recogida en el artículo 9.4.b.2).

En el Cuadro 11 se muestran los términos de facturación por excesos de potencia que resultan para el modo de facturación mensual (artículo 9.4.b.1) manteniendo la metodología<sup>36</sup> de cálculo para los ejercicios 2018, 2019, 2021 y 2022. El término del exceso de potencia propuesto se corresponde con el precio medio ponderado por el número de horas en que se sobrepasa la potencia que resulta para todos los peajes y ejercicios. Este precio medio se incrementa en un 20% a efectos de incentivar la correcta contratación de potencias.

---

<sup>35</sup> En la formulación de los tipos de punto de medida 4 y 5 se denomina al término *tp*, mientras que en la formulación de los tipos de punto de medida 1, 2 y 3 se denomina al término *tep*.

<sup>36</sup> Para cada grupo tarifario, se equipara la facturación por potencia contratada supuesto que se contrata la potencia máxima demandada en cada periodo y la facturación por potencia contratada que resulta de considerar las potencias que contrataría para minimizar la facturación de peajes a los precios de los términos de potencia, el precio del término de exceso de potencia es el equipara ambas facturaciones con la restricción de que la facturación de acceso del periodo 1 nunca sea negativa.

PUBLICA

**Cuadro 11. Precio del término de exceso de potencia (€/kW y mes) para el modo de facturación 9.b.4.1).**

Año	Modo facturación artículo 9.4.b.1)					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
2018	7,966546	3,078998	5,591492	3,340850	2,738668	1,888832
2019	6,625649	3,110596	6,019954	3,362285	2,758457	1,937276
2021	8,231105	3,149584	5,618722	3,366816	2,754955	1,971062
2022	9,758402	3,239169	5,720731	3,479918	2,796179	1,881396
<b>Promedio 4 años</b>	<b>7,954044</b>	<b>3,144834</b>	<b>5,704023</b>	<b>3,385823</b>	<b>2,758787</b>	<b>1,922308</b>
<b>Precio + 20%</b>	<b>9,544853</b>	<b>3,773801</b>	<b>6,844827</b>	<b>4,062988</b>	<b>3,310544</b>	<b>2,306769</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 12 se comparan los precios que resultan para el término de potencia propuestos con los vigentes. Para que sean comparables ambos precios se han multiplicado por dos los precios vigentes, ya que se ha internalizado en el precio el factor multiplicador de la fórmula de facturación. Se observa que el precio del exceso que resulta de aplicar la metodología considerando la fórmula de facturación del artículo 9.4.b.1) resulta inferior a la vigente para todos los grupos tarifarios, excepto para el peaje 2.0 TD.

Al respecto se indica que, con carácter general, no se aplica la facturación por potencia demandada a los consumidores acogidos al peaje 2.0 TD, puesto que el control de la potencia se realiza mediante el corte del suministro y para aquellos puntos de suministro en los que por sus características no puedan ser interrumpidos, la potencia contratada no podrá ser inferior a la potencia que figure en el Boletín del Instalador para los equipos que no puedan ser interrumpidos.

PUBLICA

**Cuadro 12. Precio del término de exceso de potencia (€/kW y mes) para el modo de facturación 9.b.4.1) vigente y de la propuesta de modificación de la Circular**

	Modo facturación artículo 9.4.b.1)					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precios vigentes (A) (1)	6,026140	6,791620	7,133576	6,625360	6,038096	5,831704
Precios de la propuesta (B)	9,544853	3,773801	6,844827	4,062988	3,310544	2,306769
% variación (B) sobre (A)	58%	-44%	-4%	-39%	-45%	-60%

(1) Para que sean comparables con los precios de la propuesta, los términos vigentes se han multiplicados por dos, ya que en los términos propuestos se ha internalizado en el precio el factor multiplicador de la fórmula de facturación.

*Fuente: CNMC*

Respecto de la **facturación por potencia demandada**, la mayoría de las consultas hacen referencia a la distinta formulación para los suministros con tipo de punto de medida 1, 2 y 3 y tipo de punto de medida 4 y 5. En concreto, la mayoría de las consultas planteadas hace referencia a los siguientes aspectos.

- Precio del término de potencia que se debe emplear en cada una de las fórmulas de facturación.
- Procedimiento de facturación de los suministros con tipo de medida 3 sin capacidad de registro cuarto horario.
- Procedimiento de facturación de los excesos de potencia cuando hay una modificación de las potencias contratadas.
- Procedimiento de facturación de los excesos de potencia cuando hay un cambio de comercializador.

En particular, respecto del término del exceso de potencia, los agentes se han cuestionado si en la fórmula mensual (art. 9.4.b.1) el precio que hay que aplicar es el del término de potencia ( $Tp$ ) o el del término del exceso de potencia ( $Tep$ ) y en este último caso si se ha de aplicar el coeficiente de discriminación horaria ( $Kp$ ), puesto que parece razonable diferenciar el precio del exceso en función del periodo horario en que se produce. En consecuencia, se propone simplificar la fórmula de facturación con objeto de que el término del exceso de potencia incluya la discriminación horaria ( $Kp$ ) de forma que la penalización sea más elevada para los periodos de mayor demanda y, además, internaliza en el precio el multiplicador de la diferencia entre la potencia demandada y la potencia contratada. Esto es, la fórmula de aplicación de la facturación por potencia demandada sería:

PUBLICA

$$F_{PD} = \sum_{p=1}^{P=i} tep_p \times (Pd_j - Pc_p) \times n$$

Donde:

- $F_{PD}$ : Facturación por potencia demanda, expresado en €.
- $tep_p$ : Término de exceso de potencia, expresado en €/kW y día, del peaje correspondiente en el periodo horario  $p$ .
- $Pd_j$ : Potencia demandada en cada uno de los períodos horario  $p$  en que se haya sobrepasado  $Pc_p$ , expresada en kW.
- $Pc_p$ : Potencia contratada en el período horario  $p$ , expresada en kW.
- $i$ : Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.
- $n$ : Número de días que comprende el periodo de facturación.

De esta forma se publicará la matriz completa de precios del término del exceso de potencia, de forma análoga a los términos de potencia (véase Cuadro 13).

PUBLICA

**Cuadro 13. Precio del término de exceso de potencia para el modo de facturación 9.b.4.1). Año 2024**

	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
<b>Precio del exceso (€/kW y mes) (A)</b>	9,544853	3,773801	6,844827	4,062988	3,310544	2,306769

Año	Coeficiente de discriminación horaria (ki) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	1,000000	0,034665	-	-	-	-
3.0 TD	1,000000	0,640766	0,275670	0,232691	0,077884	0,077884
6.1 TD	1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816
6.2 TD	1,000000	0,666078	0,427424	0,355531	0,018151	0,018151
6.3 TD	1,000000	0,621562	0,500437	0,395142	0,032600	0,032600
6.4 TD	1,000000	0,563080	0,432501	0,393593	0,026604	0,026604

Año	Término del exceso de potencia (€/kW y día) $tep_p^{4-5} = [(A) * (B)^* 12 ] / 365$					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,313803	0,010878				
3.0 TD	0,124070	0,079500	0,034202	0,028870	0,009663	0,009663
6.1 TD	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559
6.2 TD	0,133578	0,088973	0,057094	0,047491	0,002425	0,002425
6.3 TD	0,108840	0,067651	0,054467	0,043007	0,003548	0,003548
6.4 TD	0,075839	0,042703	0,032800	0,029850	0,002018	0,002018

Fuente: CNMC

En el Cuadro 14 se ilustra la facturación por potencia demandada para un consumidor acogido al peaje 3.0 TD con tipo de punto de medida 4 tras la modificación introducida.

PUBLICA

**Cuadro 14. Facturación por potencia demandada de un punto de suministro acogido al peaje 3.0 TD con tipo de punto de medida 4 o 5**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{4,5}$ )					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,313803	0,010878				
3.0 TD	0,124070	0,079500	0,034202	0,028870	0,009663	0,009663
6.1 TD	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559
6.2 TD	0,133578	0,088973	0,057094	0,047491	0,002425	0,002425
6.3 TD	0,108840	0,067651	0,054467	0,043007	0,003548	0,003548
6.4 TD	0,075839	0,042703	0,032800	0,029850	0,002018	0,002018

Potencia contratada (kW) (A)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
	30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0

Potencia demandada (kW) (B)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Enero	33,0	28,0				55,0
Febrero	35,0	32,0				57,0
Marzo		25,0	35,0			42,0
Abril				35,0	40,0	46,0
Mayo				33,0	39,0	40,0
Junio			39,0	31,0		42,0
Julio	31,0	29,0				52,0
Agosto			39,0	41,0		49,0
Septiembre			32,0	33,0		45,0
Octubre				35,0	41,0	41,0
Noviembre		26,0	45,0			48,0
Diciembre	29,0	31,0				53,0

Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Enero	3,0	-	-	-	-	5,0
Febrero	5,0	2,0	-	-	-	7,0
Marzo	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	-	-
Julio	1,0	-	-	-	-	2,0
Agosto	-	-	-	1,0	-	-
Septiembre	-	-	-	-	-	-
Octubre	-	-	-	-	1,0	-
Noviembre	-	-	5,0	-	-	-
Diciembre	-	1,0	-	-	-	3,0

Facturación excesos de potencia (€) ( $tep_p^{4,5}$ ) * (C) * (D)	Nº días de facturación (D)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Enero	31	11,54	-	-	-	-	1,50	13,04
Febrero	28	17,37	4,45	-	-	-	1,89	23,72
Marzo	31	-	-	-	-	-	-	-
Abril	30	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	31	-	-	-	-	-	-	-
Junio	30	-	-	-	-	-	-	-
Julio	31	3,85	-	-	-	-	0,60	4,45
Agosto	31	-	-	-	0,89	-	-	0,89
Septiembre	30	-	-	-	-	-	-	-
Octubre	31	-	-	-	-	0,30	-	0,30
Noviembre	30	-	-	5,13	-	-	-	5,13
Diciembre	31	-	2,46	-	-	-	0,90	3,36
<b>Total</b>	<b>365</b>	<b>32,75</b>	<b>6,92</b>	<b>5,13</b>	<b>0,89</b>	<b>0,30</b>	<b>4,89</b>	<b>50,89</b>

Fuente: CNMC

PUBLICA

Respecto del procedimiento de facturación, como ya se ha recogido en las Memorias que acompañan a las Resoluciones de peajes, al separar la Circular 3/2020 la facturación de la potencia contratada y el exceso de potencia, se perdió la vinculación temporal entre ambos términos en el modo de facturación mensual, lo que ha hecho necesario incluir aclaraciones en dichas resoluciones. Para mayor seguridad jurídica, se considera conveniente incluir dichas aclaraciones en la Circular 3/2020.

En el caso particular del procedimiento de facturación de los excesos de potencia del modo cuarto-horario cuando hay un cambio de comercializador, en las citadas resoluciones se establece que el distribuidor deberá calcular, en su caso, la facturación por excesos de potencia considerando el ciclo de lectura completo y asignar la totalidad de la facturación por este concepto al comercializador entrante, con objeto de evitar la penalización que podría suponer para el consumidor en la facturación de los excesos de potencias para periodos inferiores al mensual.

En relación con lo anterior, se indica que tanto los comercializadores como los distribuidores están de acuerdo con que se facture el término por potencia demandada tanto al comercializador saliente como al comercializador entrante, justificado, porque dificulta el proceso de facturación y la comprensión de la factura por parte del consumidor al incluirse en la factura conceptos que corresponden a periodos en que era suministrado por otro comercializador.

Lo anterior no supone ningún perjuicio para los suministros a los que les es de aplicación el modo de facturación de la potencia demandada mensual (artículo 9.4.b.1), al tenerse en cuenta la potencia máxima de cada periodo y el número de días que está suministrado por cada comercializador. Por el contrario, con carácter general, implicará un menor importe del término de facturación por potencia demandada en la medida en que la potencia máxima demandada durante el periodo de facturación se factura durante menos días (véase Cuadro 15). Sin embargo, para el modo de facturación de la potencia demandada cuarto-horario (artículo 9.4.b.2), la ruptura del ciclo de facturación en dos periodos tiene un impacto, ya que la penalización depende, además de la cuantía del exceso y del periodo horario en que se excede la potencia contratada, del número de veces en que se sobrepasa la potencia contratada durante el periodo de facturación (véase Cuadro 16).

PUBLICA



**Cuadro 15. Facturación por potencia demandada de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 4 o 5 para un mes de facturación completo y con ruptura del ciclo de facturación en dos periodos por cambio de comercializador**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{4,5}$ )					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,313803	0,010878	-	-	-	-
3.0 TD	0,124070	0,079500	0,034202	0,028870	0,009663	0,009663
<b>6.1 TD</b>	<b>0,225035</b>	<b>0,139708</b>	<b>0,108657</b>	<b>0,085912</b>	<b>0,003559</b>	<b>0,003559</b>
6.2 TD	0,133578	0,088973	0,057094	0,047491	0,002425	0,002425
6.3 TD	0,108840	0,067651	0,054467	0,043007	0,003548	0,003548
6.4 TD	0,075839	0,042703	0,032800	0,029850	0,002018	0,002018

**1. Facturación del exceso de potencia del mes completo**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0	
Potencia demandada (kW) (B)	41,0	45,0	-	-	-	55,0	
Potencia demandada	día 7	37,0	-	-	-	52,0	
	día 18	41,0	-	-	-	55,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	11,0	15,0	-	-	-	5,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº de días de facturación (E)	30	30	-	-	-	30	
Facturación por exceso de potencia mensual (€) (F) = (C) * (D) * (E)	74,26	62,87	-	-	-	0,53	<b>137,66</b>

**2. Facturación del exceso de potencia en dos periodos**

**2.1. Facturación del día 1 al 15**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0	
Potencia demandada (kW) (B)	37,0	36,0	-	-	-	52,0	
Potencia demandada	día 7	37,0	-	-	-	52,0	
	día 18	41,0	-	-	-	55,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	7,0	6,0	-	-	-	2,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº de días de facturación (E)	15	15	-	-	-	15	
Facturación por exceso de potencia del 1 al 15 (€) (F1) = (C) * (D) * (E)	23,63	12,57	-	-	-	0,11	<b>36,31</b>

PUBLICA

**2.2. Facturación del día 16 al 30**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0	
Potencia demandada (kW) (B)	41,0	45,0	-	-	-	55,0	
Potencia demandada	día 7	37,0	36,0	-	-	-	52,0
	día 18	41,0	45,0	-	-	-	55,0
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	11,0	15,0	-	-	-	5,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº de días de facturación (E)	15	15	-	-	-	15	
Facturación por exceso de potencia del 16 al 31 (€) (F2) = (C) * (D) * (E)	37,13	31,43	-	-	-	0,27	<b>68,83</b>
Total Facturación por exceso de potencia G = (F1) + (F2)	60,76	44,01	-	-	-	0,37	<b>105,14</b>
Diferencia de facturación (€)	- 13,50	- 18,86	-	-	-	- 0,16	<b>- 32,52</b>

Fuente: CNMC

PUBLICA

**Cuadro 16. Facturación por potencia demandada de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 1, 2 o 3 para un mes de facturación completo y con ruptura del ciclo de facturación en dos periodos por cambio de comercializador**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{-1-3}$ ) (*)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	3,013070	0,104448				
3.0 TD	3,395810	2,175920	0,936123	0,790174	0,264479	0,264479
6.1 TD	3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412
6.2 TD	3,312680	2,206503	1,415919	1,177760	0,060128	0,060128
6.3 TD	3,019048	1,876526	1,510843	1,192953	0,098421	0,098421
6.4 TD	2,915852	1,641858	1,261109	1,147659	0,077573	0,077573

(\*) Calculado como el producto del precio del exceso de potencia por el factor de discriminación horaria del Anexo II de la Resolución de 21 de diciembre de 2023

**1. Facturación del exceso de potencia del mes completo**

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)		30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0	
Potencia demandada (kW) (B)								
Cuarto de hora j del periodo p	1	37,0	36,0	-	-	-	52,0	
	2	35,0	39,0	-	-	-	53,0	
	3	41,0	42,0	-	-	-	55,0	
	4	38,0	35,0	-	-	-	50,0	
	5	37,0	36,0	-	-	-	49,0	
	6	39,0	45,0	-	-	-	41,0	
	7	40,0	31,0	-	-	-	55,0	
	8	37,0	36,0	-	-	-	52,0	
	9	35,0	39,0	-	-	-	53,0	
	10	41,0	42,0	-	-	-	55,0	
	11	38,0	35,0	-	-	-	50,0	
	12	37,0	36,0	-	-	-	49,0	
	13	39,0	45,0	-	-	-	41,0	
	14	40,0	31,0	-	-	-	55,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = $([(B) - (A)]^2)^{1/2}$		31,3	33,1	-	-	-	11,2	
Cuarto de hora del periodo p	1	49,0	36,0	-	-	-	4,0	
	2	25,0	81,0	-	-	-	9,0	
	3	121,0	144,0	-	-	-	25,0	
	4	64,0	25,0	-	-	-	-	
	5	49,0	36,0	-	-	-	-	
	6	81,0	225,0	-	-	-	-	
	7	100,0	1,0	-	-	-	25,0	
	8	49,0	36,0	-	-	-	4,0	
	9	25,0	81,0	-	-	-	9,0	
	10	121,0	144,0	-	-	-	25,0	
	11	64,0	25,0	-	-	-	-	
	12	49,0	36,0	-	-	-	-	
	13	81,0	225,0	-	-	-	-	
	14	100,0	1,0	-	-	-	25,0	
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412	
Facturación por exceso de potencia mensual (€) (F) = (C) * (D)		111,54	73,31	-	-	-	0,63	<b>185,49</b>

PUBLICA

**2. Facturación del exceso de potencia en dos periodos**

**2.1. Facturación del día 1 al 15**

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	1	37,0	36,0	-	-	-	52,0		
	2	35,0	39,0	-	-	-	53,0		
	3	41,0	42,0	-	-	-	55,0		
	4	38,0	35,0	-	-	-	50,0		
	5	37,0	36,0	-	-	-	49,0		
	6	39,0	45,0	-	-	-	41,0		
	7	40,0	31,0	-	-	-	55,0		
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) <sup>2</sup> <sup>1/2</sup>		22,1	23,4	-	-	-	7,9		
Cuarto de hora del periodo p	1	49,0	36,0	-	-	-	4,0		
	2	25,0	81,0	-	-	-	9,0		
	3	121,0	144,0	-	-	-	25,0		
	4	64,0	25,0	-	-	-	-		
	5	49,0	36,0	-	-	-	-		
	6	81,0	225,0	-	-	-	-		
	7	100,0	1,0	-	-	-	25,0		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412		
Facturación por exceso de potencia 1-15 (€) (F1) = (C) * (D)		78,87	51,84	-	-	-	0,45	<b>131,16</b>	

**2.2. Facturación del día 16 al 30**

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	8	37,0	36,0	-	-	-	52,0		
	9	35,0	39,0	-	-	-	53,0		
	10	41,0	42,0	-	-	-	55,0		
	11	38,0	35,0	-	-	-	50,0		
	12	37,0	36,0	-	-	-	49,0		
	13	39,0	45,0	-	-	-	41,0		
	14	40,0	31,0	-	-	-	55,0		
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) <sup>2</sup> <sup>1/2</sup>		22,1	23,4	-	-	-	7,9		
Cuarto de hora del periodo p	8	49,0	36,0	-	-	-	4,0		
	9	25,0	81,0	-	-	-	9,0		
	10	121,0	144,0	-	-	-	25,0		
	11	64,0	25,0	-	-	-	-		
	12	49,0	36,0	-	-	-	-		
	13	81,0	225,0	-	-	-	-		
	14	100,0	1,0	-	-	-	25,0		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412		
Facturación por exceso de potencia 16-30 (€) (F2) = (C) * (D)		78,87	51,84	-	-	-	0,45	<b>131,16</b>	
Total Facturación por exceso de potencia F <sub>(1+2)</sub> = (F1) + (F2)		157,75	103,67	-	-	-	0,90	<b>262,32</b>	
Diferencia de facturación respecto mes completo (€)		46,20	30,37	-	-	-	0,26	<b>76,83</b>	

Fuente: CNMC

PUBLICA

En consecuencia, se propone prorratear la facturación que resulte por el número de días con cada comercializador en el ciclo de facturación.

De esta forma, siempre que durante el periodo de facturación se produjera un cambio en la contratación que rompa el ciclo de facturación, como un cambio de la potencia contratada, un cambio de titular, un alta, una baja, un cambio del peaje contratado, un cambio de tensión, un cambio del tipo de autoconsumo, un cambio del tipo de medida, un cambio del tipo de contrato, un cambio en el control de potencia o un cambio de comercializador, la facturación por potencia demandada se prorrateará teniendo en cuenta el número de días que afecta al cambio y el número de días del ciclo de facturación.

En el caso de que durante el periodo de facturación se produjera un cambio de temporada, en la facturación del término por potencia demandada se tendrá en cuenta el número de días de cada una de las temporadas.

En el caso de que durante el periodo de facturación se produjera una actualización de los precios del término de potencia demandada, en la facturación del término por potencia demandada se tendrá en cuenta el número de días de vigencia de cada uno de los precios.

A efectos ilustrativos a continuación se recogen ejemplos de algunas de las casuísticas más frecuentes, con objeto de facilitar en mayor medida la comprensión de la facturación por potencia demandada. En particular, en los cuadros siguientes se muestra la facturación por potencia demandada cuando durante el ciclo de facturación se produce una modificación de la potencia contratada (véanse Cuadro 17 y Cuadro 18), un cambio de temporada (véanse Cuadro 19 y Cuadro 20), un cambio de precios (véanse Cuadro 21 y Cuadro 22), un cambio de comercializador (véanse Cuadro 23 y Cuadro 24) o una combinación de las anteriores (véanse Cuadro 25 y Cuadro 26).

PUBLICA

**Cuadro 17. Facturación por potencia demandada de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 4 o 5 con cambio de potencia el día 11 del ciclo de facturación de un mes de 30 días**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{4,5}$ )					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,313803	0,010878				
3.0 TD	0,124070	0,079500	0,034202	0,028870	0,009663	0,009663
6.1 TD	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559
6.2 TD	0,133578	0,088973	0,057094	0,047491	0,002425	0,002425
6.3 TD	0,108840	0,067651	0,054467	0,043007	0,003548	0,003548
6.4 TD	0,075839	0,042703	0,032800	0,029850	0,002018	0,002018

**Periodo del 1 al 10**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31,0	28,0				35,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1	-	-	-	-	5	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Facturación por exceso de potencia (€) (E1) = (C) * (D) * 10	2,25	-	-	-	-	0,18	<b>2,43</b>

**Periodo del 11 al 30**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	35,0	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31,0	33,0				37,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	-	1,0	-	-	-	2,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Facturación por exceso de potencia (€) (E2) = (C) * (D) * 20	-	2,79	-	-	-	0,14	<b>2,94</b>
<b>TOTAL Facturación por exceso de potencia (€) (E) = (E1) + (E2)</b>	<b>2,25</b>	<b>2,79</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,32</b>	<b>5,36</b>

Fuente: CNMC

PUBLICA

**Cuadro 18. Facturación por exceso de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 1, 2 o 3 con cambio de potencia el día 14 del ciclo de facturación de un mes de 30 días.**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $\text{tep}_p^{1,3}$ )					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	3,013070	0,104448				
3.0 TD	3,395810	2,175920	0,936123	0,790174	0,264479	0,264479
6.1 TD	3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412
6.2 TD	3,312680	2,206503	1,415919	1,177760	0,060128	0,060128
6.3 TD	3,019048	1,876526	1,510843	1,192953	0,098421	0,098421
6.4 TD	2,915852	1,641858	1,261109	1,147659	0,077573	0,077573

**1. Facturación del día 1 al 13**

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	1	37,0	36,0				52,0		
	2	35,0	39,0				53,0		
	3	41,0	42,0				55,0		
	4	38,0	35,0				50,0		
	5	37,0	36,0				48,6		
	6	39,0	45,0				41,0		
	7	40,0	31,0				55,0		
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) <sup>2</sup> / 2		22,1	23,4	-	-	-	7,9		
Cuarto de hora del periodo p	1	49,0	36,0	-	-	-	4,0		
	2	25,0	81,0	-	-	-	9,0		
	3	121,0	144,0	-	-	-	25,0		
	4	64,0	25,0	-	-	-	-		
	5	49,0	36,0	-	-	-	-		
	6	81,0	225,0	-	-	-	-		
	7	100,0	1,0	-	-	-	25,0		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412		
Facturación por exceso de potencia mensual (€) (F) = (C) * (D)		78,87	51,84	-	-	-	0,45	<b>131,16</b>	
Facturación por exceso de potencia día 1 a 13 (€) (F1) = (F) * 13 / 30		34,18	22,46	-	-	-	0,19	<b>56,84</b>	

**2. Facturación del día 14 al 30**

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		35,0	35,0	40,0	40,0	40,0	50,0		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	8	38,0	35,0				55,0		
	9	39,0	39,0				51,0		
	10	41,0	33,0				42,0		
	11	40,0	37,0				49,0		
	12	45,0	36,0				48,0		
	13	38,0	35,0				59,0		
	14	42,0	37,0				50,0		
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) <sup>2</sup> / 2		15,6	5,0	-	-	-	10,3		
Cuarto de hora del periodo p	8	9,0	-	-	-	-	25,0		
	9	16,0	16,0	-	-	-	1,0		
	10	36,0	-	-	-	-	-		
	11	25,0	4,0	-	-	-	-		
	12	100,0	1,0	-	-	-	-		
	13	9,0	-	-	-	-	81,0		
	14	49,0	4,0	-	-	-	-		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412		
Facturación por exceso de potencia mensual (€) (F) = (C) * (D)		55,72	11,07	-	-	-	0,58	<b>67,37</b>	
Facturación por exceso de potencia día 14 a 30 (€) (F2) = (F) * 17 / 30		31,57	6,27	-	-	-	0,33	<b>38,18</b>	
Total Facturación por exceso de potencia G = (F1) + (F2)		65,75	28,74	-	-	-	0,52	<b>95,01</b>	

Fuente: CNMC

PUBLICA

**Cuadro 19. Facturación por exceso de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con tipo de punto de medida 4 o 5 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada. Ejemplo (29 julio – 2 septiembre).**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{4,5}$ )					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
2.0 TD	0,313803	0,010878	-	-	-	-
3.0 TD	0,124070	0,079500	0,034202	0,028870	0,009663	0,009663
6.1 TD	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559
6.2 TD	0,133578	0,088973	0,057094	0,047491	0,002425	0,002425
6.3 TD	0,108840	0,067651	0,054467	0,043007	0,003548	0,003548
6.4 TD	0,075839	0,042703	0,032800	0,029850	0,002018	0,002018

	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	40,0	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	33,0	29,0	31,0	33,0		43,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	3,0	-	1,0	3,0	-	3,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº días en que el periodo está activo	30 julio-31 julio	30 julio-31 julio	1 agosto-2 septiembre	1 agosto-2 septiembre		30 julio-2 septiembre	
Nº días del período en el ciclo de facturación (E)	2	2	33	33		35	
Facturación por exceso de potencia (€) (F) = (C) * (D) * (E)	1,35	-	3,59	8,51	-	0,37	13,81

Fuente: CNMC

PUBLICA



**Cuadro 20. Facturación por exceso de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 1, 2 o 3 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada. Ejemplo (25 noviembre – 25 diciembre)**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{1,3}$ )					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	3,013070	0,104448				
3.0 TD	3,395810	2,175920	0,936123	0,790174	0,264479	0,264479
6.1 TD	3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412
6.2 TD	3,312680	2,206503	1,415919	1,177760	0,060128	0,060128
6.3 TD	3,019048	1,876526	1,510843	1,192953	0,098421	0,098421
6.4 TD	2,915852	1,641858	1,261109	1,147659	0,077573	0,077573

	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0

Potencia demandada (kW) (B)							
Cuarto de hora j del periodo p	1	37,0	36,0	45,0			52,0
	2	35,0	39,0	50,0			53,0
	3	41,0	42,0				55,0
	4	38,0	35,0				50,0
	5	37,0	36,0				48,6
	6	39,0	45,0				41,0
	7	40,0	31,0				55,0

Exceso de potencia (kW) (C) = $([(B) - (A)]^2)^{1/2}$							
Cuarto de hora del periodo p	1	22,1	23,4	11,2	-	-	7,9
	2	49,0	36,0	25,0	-	-	4,0
	3	25,0	81,0	100,0	-	-	9,0
	4	121,0	144,0	-	-	-	25,0
	5	64,0	25,0	-	-	-	-
	6	49,0	36,0	-	-	-	-
	7	81,0	225,0	-	-	-	-
	100,0	1,0	-	-	-	25,0	

Término exceso de potencia (€/kW) (D)							
		3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412

Nº días en que el periodo está activo							
		1 diciembre-25 diciembre	26 noviembre-25 diciembre	26 noviembre-30 noviembre			26 noviembre-25 diciembre

Nº días (E)							
		25	30	5			30

Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D) * (E) / 30							
		65,73	51,84	3,21	-	-	0,45
							121,22

Fuente: CNMC

PUBLICA

**Cuadro 21. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 4 o 5 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de precios. Ejemplo (30 noviembre – 15 enero)**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{4,5}$ )					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,313803	0,010878				
3.0 TD	0,124070	0,079500				
6.1 TD	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559
6.2 TD	0,133578	0,088973	0,057094	0,047491	0,002425	0,002425
6.3 TD	0,108840	0,067651	0,054467	0,043007	0,003548	0,003548
6.4 TD	0,075839	0,042703	0,032800	0,029850	0,002018	0,002018

Período del 1 de diciembre de 2025 al 31 de diciembre de 2025

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31,0	28,0				35,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1,0	-	-	-	-	5,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº días en que el periodo está activo	1 diciembre-31 diciembre	1 diciembre-31 diciembre				1 diciembre-31 diciembre	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	31	31				31	
Facturación por exceso de potencia (€) (F2) = (C) * (D) * (E)	6,98	-	-	-	-	0,55	<b>7,53</b>

Período del 1 de enero de 2026 al 15 de enero de 2026

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31,0	28,0				35,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1,0	-	-	-	-	5,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D) (1)	0,236287	0,146694	0,114090	0,090207	0,003737	0,003737	
Nº días en que el periodo está activo	1 enero-15 enero	1 enero-15 enero				1 enero-15 enero	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	15	15				15	
Facturación por exceso de potencia (€) (F2) = (C) * (D) * (E)	3,54	-	-	-	-	0,28	<b>3,82</b>
<b>TOTAL Facturación por exceso de potencia (€) (F) = (F1) + (F2)</b>	<b>10,52</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,83</b>	<b>11,35</b>

(1) Los valores de los precios son meramente a efectos ilustrativos

Fuente: CNMC

PUBLICA

**Cuadro 22. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con tipo de punto de medida 1, 2 o 3 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de precios. Ejemplo (30 noviembre – 15 enero)**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{1,3}$ )					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	3,013070	0,104448				
3.0 TD	3,395810	2,175920	0,936123	0,790174	0,264479	0,264479
6.1 TD	3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412
6.2 TD	3,312680	2,206503	1,415919	1,177760	0,060128	0,060128
6.3 TD	3,019048	1,876526	1,510843	1,192953	0,098421	0,098421
6.4 TD	2,915852	1,641858	1,261109	1,147659	0,077573	0,077573

Período del 1 al 31 de diciembre de 2025

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	1	35,0	43,0				85,0		
	2	50,0	43,0				56,0		
	3	60,0	57,0				34,0		
	4	42,0	39,0				87,0		
	5	42,0	41,0				95,0		
	6	44,0	50,0				60,0		
	7	41,0	56,0				94,0		
Exceso de potencia (kW) (C) = $([(B) - (A)]^2)^{1/2}$		43,9	48,4	-	-	-	81,8		
Cuarto de hora del periodo p	1	25,0	169,0	-	-	-	1.225,0		
	2	400,0	169,0	-	-	-	36,0		
	3	900,0	729,0	-	-	-	-		
	4	144,0	81,0	-	-	-	1.369,0		
	5	144,0	121,0	-	-	-	2.025,0		
	6	196,0	400,0	-	-	-	100,0		
	7	121,0	676,0	-	-	-	1.936,0		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412		
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D)		156,70	107,23	-	-	-	4,61	<b>268,54</b>	
Nº días en que el periodo está activo		1 diciembre-31 diciembre	1 diciembre-31 diciembre				1 diciembre-31 diciembre		
Nº días (E)		31	31				31		
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) (F1) = (C) * (D) * (E) / 46		105,60	72,26	-	-	-	3,11	<b>180,97</b>	

PUBLICA

Período del 1 de enero de 2026 al 15 de enero de 2026

		Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6			
Potencia contratada (kW) (A)		30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0			
Potencia demandada (kW) (B)										
Cuarto de hora j del periodo p	1	29,0	27,0					45,0		
	2	22,0	53,0					32,0		
	3	47,0	26,0					39,0		
	4	51,0	32,0					78,0		
	5	54,0	43,0					85,0		
	6	38,0	57,0					61,0		
	7	52,0	47,0					47,0		
Exceso de potencia (kW) (C) = $((B) - (A))^{2 \times 1/2}$		43,1	41,5	-	-	-	46,2			
Cuarto de hora del periodo p	1	-	-	-	-	-	-	-		
	2	-	529,0	-	-	-	-	-		
	3	289,0	-	-	-	-	-	-		
	4	441,0	4,0	-	-	-	-	784,0		
	5	576,0	169,0	-	-	-	-	1.225,0		
	6	64,0	729,0	-	-	-	-	121,0		
	7	484,0	289,0	-	-	-	-	-		
Término exceso de potencia (€/kW) (D) (1)		3,745127	2,325080	1,808316	1,429777	0,059233	0,059233			
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D)		161,26	96,43	-	-	-	2,73	260,42		
Nº días en que el periodo está activo		1 enero-15 enero	1 enero-15 enero				1 enero-15 enero			
Nº días (E)		15	15				15			
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) (F2) = (C) * (D) * (E) / 46		52,58	31,44	-	-	-	0,89	84,92		
TOTAL DE LA FACTURACIÓN POR EXCESO DE POTENCIA (F1 + F2)		158,18	103,71	-	-	-	4,00	265,89		

(1) Los valores de los precios son meramente a efectos ilustrativos

Fuente: CNMC

PUBLICA

**Cuadro 23. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 4 o 5 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de comercializador el 16 de diciembre. Ejemplo (30 noviembre – 31 diciembre)**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{4,5}$ )					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,313803	0,010878				
3.0 TD	0,124070	0,079500	0,034202	0,028870	0,009663	0,009663
6.1 TD	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559
6.2 TD	0,133578	0,088973	0,057094	0,047491	0,002425	0,002425
6.3 TD	0,108840	0,067651	0,054467	0,043007	0,003548	0,003548
6.4 TD	0,075839	0,042703	0,032800	0,029850	0,002018	0,002018

**Periodo del 1 de diciembre de 2025 al 15 de diciembre de 2025**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	35,0	32,0				38,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	5,0	2,0	-	-	-	8,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº días en que el periodo está activo	1 diciembre-15 diciembre	1 diciembre-15 diciembre				1 diciembre-15 diciembre	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	15	15	1	1	1	15	
Facturación por exceso de potencia al comercializador saliente (€) (F) = (C) * (D) * (E)	16,88	4,19	-	-	-	0,43	21,50

**Periodo del 16 de diciembre de 2025 al 31 de diciembre de 2025**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	35,0	32,0				38,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	5,0	2,0	-	-	-	8,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº días en que el periodo está activo	16 diciembre-31 diciembre	16 diciembre-31 diciembre				16 diciembre-31 diciembre	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	16	16				16	
Facturación por exceso de potencia al comercializador entrante (€) (F) = (C) * (D) * (E)	18,00	4,47	-	-	-	0,46	22,93

Fuente: CNMC

PUBLICA

**Cuadro 24. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con tipo de punto de medida 1, 2 o 3 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de comercializador. Ejemplo (30 noviembre – 31 de diciembre)**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{1,3}$ )					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	3,013070	0,104448				
3.0 TD	3,395810	2,175920	0,936123	0,790174	0,264479	0,264479
6.1 TD	3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412
6.2 TD	3,312680	2,206503	1,415919	1,177760	0,060128	0,060128
6.3 TD	3,019048	1,876526	1,510843	1,192953	0,098421	0,098421
6.4 TD	2,915852	1,641858	1,261109	1,147659	0,077573	0,077573

Período del 1 de diciembre de 2025 al 15 de diciembre de 2025

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)		30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0	
Potencia demandada (kW) (B)								
Cuarto de hora j del periodo p	1	35,0	43,0				85,0	
	2	50,0	43,0				56,0	
	3	60,0	57,0				34,0	
	4	42,0	39,0				87,0	
	5	42,0	41,0				95,0	
	6	44,0	50,0				60,0	
	7	41,0	56,0				94,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = $((B) - (A))^{1/2}$		43,9	48,4	-	-	-	81,8	
Cuarto de hora del periodo p	1	25,0	169,0	-	-	-	1.225,0	
	2	400,0	169,0	-	-	-	36,0	
	3	900,0	729,0	-	-	-	-	
	4	144,0	81,0	-	-	-	1.369,0	
	5	144,0	121,0	-	-	-	2.025,0	
	6	196,0	400,0	-	-	-	100,0	
	7	121,0	676,0	-	-	-	1.936,0	
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412	
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D)		156,70	107,23	-	-	-	4,61	<b>268,54</b>
Nº días en que el periodo está activo		1 diciembre-15 diciembre	1 diciembre-15 diciembre				1 diciembre-15 diciembre	
Nº días (E)		15	15				15	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO al comercializador saliente (€) (F) = (C) * (D) * (E) / 31		75,82	51,89	-	-	-	2,23	<b>129,94</b>

PUBLICA

Período del 16 de diciembre de 2025 al 31 de diciembre de 2025

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)		30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0	
Potencia demandada (kW) (B)								
Cuarto de hora j del periodo p	1	29,0	27,0				45,0	
	2	22,0	53,0				32,0	
	3	47,0	26,0				39,0	
	4	51,0	32,0				78,0	
	5	54,0	43,0				85,0	
	6	38,0	57,0				61,0	
	7	52,0	47,0				47,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) <sup>2</sup> / 2		43,1	41,5	-	-	-	46,2	
Cuarto de hora j del periodo p	1	-	-	-	-	-	-	
	2	-	529,0	-	-	-	-	
	3	289,0	-	-	-	-	-	
	4	441,0	4,0	-	-	-	784,0	
	5	576,0	169,0	-	-	-	1.225,0	
	6	64,0	729,0	-	-	-	121,0	
	7	484,0	289,0	-	-	-	-	
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412	
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D)		153,58	91,84	-	-	-	2,60	<b>248,02</b>
Nº días en que el periodo está activo		16 diciembre-31 diciembre	16 diciembre-31 diciembre				16 diciembre-31 diciembre	
Nº días (E)		16	16				16	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO al comercializador entrante (€) (F) = (C) * (D) * (E) / 31		79,27	47,40	-	-	-	1,34	<b>128,01</b>

Fuente: CNMC

PUBLICA

**Cuadro 25. Facturación por exceso de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 4 o 5 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada y un cambio de precio. Ejemplo (28 noviembre – 15 enero)**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{4,5}$ )					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,313803	0,010878				
3.0 TD	0,124070	0,079500	0,034202	0,028870	0,009663	0,009663
6.1 TD	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559
6.2 TD	0,133578	0,088973	0,057094	0,047491	0,002425	0,002425
6.3 TD	0,108840	0,067651	0,054467	0,043007	0,003548	0,003548
6.4 TD	0,075839	0,042703	0,032800	0,029850	0,002018	0,002018

Período del 29 de noviembre de 2025 al 31 de diciembre de 2025

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31,0	28,0	32,0			35,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1,0	-	2,0	-	-	5,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº días en que el periodo está activo	1 de diciembre - 31 de diciembre	29 de noviembre - 31 de diciembre	29 de noviembre - 30 de noviembre			29 de noviembre - 31 de diciembre	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	31	32	1			32	
Facturación por exceso de potencia (€) (F1) = (C) * (D) * (E)	6,98	-	0,22	-	-	0,57	<b>7,76</b>

Período del 1 de enero al 15 de enero de 2026

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31,0	28,0				35,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1,0	-	-	-	-	5,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D) (1)	0,236287	0,146694	0,114090	0,090207	0,003737	0,003737	
Nº días en que el periodo está activo	1 a 15 de enero	1 a 15 de enero				1 a 15 de enero	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	15	15				15	
Facturación por exceso de potencia (€) (F2) = (C) * (D) * (E)	3,54	-	-	-	-	0,28	<b>3,82</b>
TOTAL Facturación por exceso de potencia (€) (F) = (F1) + (F2)	10,52	-	0,22	-	-	0,85	<b>11,59</b>

(1) Los valores de los precios son meramente a efectos ilustrativos

Fuente: CNMC

PUBLICA



**Cuadro 26. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con tipo de punto de medida 1, 2 o 3 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada y un cambio de precios. Ejemplo (24 noviembre - 15 enero)**

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) ( $tep_p^{1,3}$ )					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	3,013070	0,104448				
3.0 TD	3,395810	2,175920	0,936123	0,790174	0,264479	0,264479
6.1 TD	3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412
6.2 TD	3,312680	2,206503	1,415919	1,177760	0,060128	0,060128
6.3 TD	3,019048	1,876526	1,510843	1,192953	0,098421	0,098421
6.4 TD	2,915852	1,641858	1,261109	1,147659	0,077573	0,077573

**Período del 25 de noviembre de 2025 al 31 de diciembre de 2025**

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)		30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0	
Potencia demandada (kW) (B)								
Cuarto de hora j del periodo p	1	37,0	36,0	45,0			52,0	
	2	35,0	39,0	50,0			53,0	
	3	41,0	42,0				55,0	
	4	38,0	35,0				50,0	
	5	37,0	36,0				48,6	
	6	39,0	45,0				41,0	
	7	40,0	31,0				55,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = $[(B) - (A)]^2 / 2$		22,1	23,4	11,2	-	-	7,9	
Cuarto de hora del periodo p	1	49,0	36,0	25,0	-	-	4,0	
	2	25,0	81,0	100,0	-	-	9,0	
	3	121,0	144,0	-	-	-	25,0	
	4	64,0	25,0	-	-	-	-	
	5	49,0	36,0	-	-	-	-	
	6	81,0	225,0	-	-	-	-	
	7	100,0	1,0	-	-	-	25,0	
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	2,214362	1,722206	1,361693	0,056412	0,056412	
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D)		78,87	51,84	19,25	-	-	0,45	<b>150,41</b>
Nº días en que el periodo está activo		1 diciembre-31 diciembre	25 noviembre-31 diciembre	25 noviembre-30 noviembre			25 noviembre-31 diciembre	
Nº días (E)		31	37	6			37	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) (F1) = (C) * (D) * (E) / 52		47,02	36,88	2,22	-	-	0,32	<b>86,45</b>

PUBLICA

Período del 1 de enero de 2026 al 15 de enero de 2026

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)		30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	50,0	
Potencia demandada (kW) (B)								
Cuarto de hora j del periodo p	1	51,0	31,0				65,0	
	2	46,0	26,0				76,0	
	3	56,0	51,0				93,0	
	4	17,0	43,0				67,0	
	5	59,0	56,0				34,0	
	6	49,0	34,0				47,0	
	7	57,0	19,0				64,0	
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) <sup>2</sup> / 1/2		57,5	36,1	-	-	-	56,9	
Cuarto de hora del periodo p	1	441,0	1,0	-	-	-	225,0	
	2	256,0	-	-	-	-	676,0	
	3	676,0	441,0	-	-	-	1.849,0	
	4	-	169,0	-	-	-	289,0	
	5	841,0	676,0	-	-	-	-	
	6	361,0	16,0	-	-	-	-	
	7	729,0	-	-	-	-	196,0	
Término exceso de potencia (€/kW) (D) (1)		3,745127	2,325080	1,808316	1,429777	0,059233	0,059233	
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D)		215,27	83,93	-	-	-	3,37	<b>302,57</b>
Nº días en que el periodo está activo		1 enero-15 enero	1 enero-15 enero				1 enero-15 enero	
Nº días (E)		15	15				15	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) (F2) = (C) * (D) * (E) / 52		62,10	24,21	-	-	-	0,97	87,28
TOTAL DE LA FACTURACIÓN POR EXCESO DE POTENCIA (F1 + F2)		109,12	61,09	2,22	-	-	1,29	173,72

(1) Los valores de los precios son meramente a efectos ilustrativos

Fuente: CNMC

### 5.2.3. Coeficientes de pérdidas (artículo 11)

El artículo 11 de la Circular 3/2020 en su redacción actual establece los coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada en contador a energía suministrada en barras de central a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

PUBLICA

Según se detalla en la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020<sup>37</sup> estos coeficientes de pérdidas se determinan con base en las pérdidas horarias de la red de transporte publicadas por el Operador del Sistema y los balances de energía remitidos por las empresas distribuidoras. En resumen, las pérdidas por periodo horario de transporte se corresponden con las pérdidas horarias publicadas por el operador del sistema. Las pérdidas de distribución por nivel de tensión y periodo horario resultan de la comparación de entradas y salidas en cada nivel de tensión conforme a los balances de energía proporcionados por las empresas distribuidoras con más de 100.000 puntos de suministro, teniendo en cuenta cómo fluye la energía entre los distintos niveles de tensión. Los coeficientes de pérdidas de cada ejercicio se ajustan por un factor que resulta de comparar la demanda nacional en consumo incrementada por las pérdidas de cada nivel de tensión con la demanda en barras de central real.

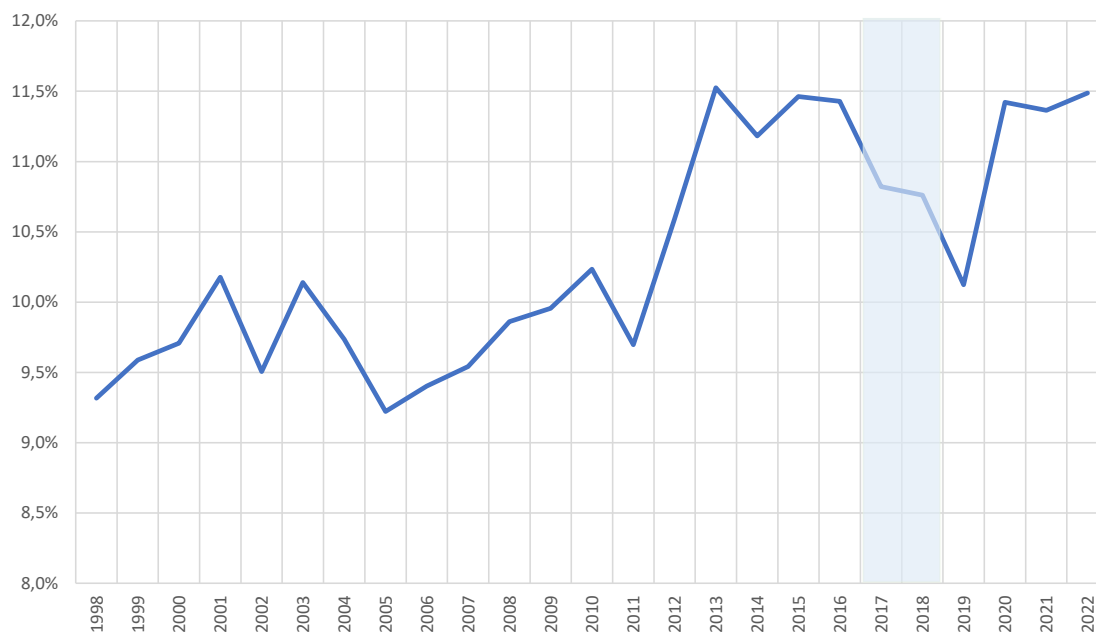
Los coeficientes de pérdidas vigentes se establecieron teniendo en cuenta el promedio de los coeficientes obtenidos para los ejercicios 2017 y 2018, motivado por el cambio de comportamiento que se había observado en estos dos últimos años.

No obstante, como se muestra en el Gráfico 1 el nivel de pérdidas que resulta de comparar la demanda en barras de central y en consumo del sistema peninsular aumentaron hasta el 11,4% en el ejercicio 2020 y desde entonces se mantienen en ese mismo nivel.

---

<sup>37</sup> Disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/2808025\\_51.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/2808025_51.pdf)

**Gráfico 1. Evolución de las pérdidas resultantes de comparar la demanda en b.c. y en consumo entre 1998 y 2022**



*Fuente: CNMC y OS*

En consecuencia, vista la tendencia registrada en los coeficientes de pérdidas y teniendo en cuenta las alegaciones recibidas por varios miembros del CCE, se introduce una habilitación para actualizar los coeficientes de pérdidas mediante resolución cuando sea necesario de acuerdo con la evolución de las mismas, dentro del periodo regulatorio, en todo caso previo trámite de audiencia.

#### **5.2.4. Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos acceso público (DA2<sup>a</sup>)**

El despliegue de los puntos de recarga en algunas zonas se está viendo condicionado por disponer únicamente de la posibilidad de conectarse en media tensión a 30 kV, debido a que en dicha tensión no es posible contratar el peaje de aplicación a los puntos de recarga de vehículo eléctricos de acceso público.

En consecuencia, se propone modificar la disposición adicional segunda de la Circular 3/2020, de 15 de enero, con objeto de facilitar el despliegue de la infraestructura de recarga en aquellas zonas en las que no se disponga de red de media tensión. En particular, se propone ampliar las tarifas aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos hasta tensiones inferiores a 72,5 kV, a partir de la entrada en vigor de la modificación de la Circular.

PUBLICA

A efectos de su aplicación durante el 2025, en la disposición transitoria primera de la Circular se recogen los precios de los términos de potencia y energía de aplicación desde la entrada en vigor de la modificación hasta el 31 de diciembre de 2025.

Respecto de la alegación relativa a que este peaje no será de aplicación en tanto no se apruebe el cargo correspondientes se indica que no es necesario, puesto que peajes y cargos son precios independientes.

### **5.2.5. Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de suministro eléctrico a buques.**

El 25 de julio el Consejo de la Unión Europea adoptó el Reglamento (UE) 2023/1804 relativo a la implantación de una Infraestructura para los Combustibles Alternativos<sup>38</sup> (AFIR, por sus siglas en inglés), que establece objetivos y obligaciones nacionales de infraestructura en carreteras, puertos y aeropuertos. Entre otros aspectos, el reglamento AFIR obliga a los estados miembros a disponer en 2030 de infraestructuras y servicios de suministro eléctrico a buques operativos (en adelante, sistemas OPS).

Por otra parte, conforme al artículo 6 del Reglamento (UE) 2023/1805<sup>39</sup> a partir del 1 de enero de 2030 todo buque amarrado en el muelle de un puerto de escala deberá conectarse al suministro de electricidad desde tierra para toda su demanda de electricidad en el punto de atraque. Esto es, solo obliga a los buques a conectarse a sistemas OPS a partir del 2030. En consecuencia, existe un desfase entre la obligación de disponer de sistemas OPS y la obligación de usarlos.

---

<sup>38</sup> Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE, disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-81310>.

<sup>39</sup> Reglamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo y por el que se modifica la Directiva 2009/16/CE, disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-81311>.

PUBLICA

Teniendo en cuenta que, conforme a la Ley de Puertos del Estado<sup>40</sup>, el suministro de energía eléctrica es un servicio portuario que debe prestarse prioritariamente por la iniciativa privada, se hace necesario encontrar fórmulas para que las navieras encuentren competitivo utilizar sistemas OPS frente a la opción de utilizar combustibles fósiles en puertos, de forma que se estimule el interés de la iniciativa privada por ofrecer servicios OPS y crear una curva de demanda progresiva que no genere problemas en la estabilidad de la red.

No obstante, la aplicación directa de los peajes de redes de transporte y distribución los servicios OPS pueden actuar como una barrera económica inicial que dificulte el desarrollo de este tipo de servicios por parte del sector privado debido a su elevado término fijo.

En consecuencia, se hace necesario explorar esquemas tarifarios específicos adaptados a las características del suministro de OPS, que estimulen su uso, sin poner en riesgo la autosuficiencia económica del sistema eléctrico. Estos esquemas tarifarios deberían tener en cuenta las características de dispersión temporal y falta de regularidad de este servicio en algunos puertos.

En tanto no se disponga de la información necesaria que permita la adecuación de la estructura de peajes de la Circular 3/2020, a los puntos de suministro cuyo único objeto sea el suministro de energía eléctrica a embarcaciones tendrán la posibilidad de poder acogerse al peaje de aplicación a la recarga de vehículo eléctricos de acceso público.

---

<sup>40</sup> Real Decreto Legislativo 2/2011, de 5 de septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2011-16467>.

PUBLICA

## **6. ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020**

### **6.1. Impactos económicos**

#### **6.1.1. Impacto de la laminación de los desvíos de transporte y distribución de ejercicios anteriores**

El impacto de la laminación de los desvíos positivos de ingresos y costes anteriores a 2023 implica imputar en menor medida los desvíos positivos registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 con objeto de minimizar la variabilidad de los peajes de ejercicios posteriores. El impacto sobre los distintos grupos tarifarios dependerá de cuánto pesa la retribución del transporte y la distribución en la composición de sus peajes.

En el Cuadro 27 se comparan las variaciones que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020 en los términos vigentes y los que resultan de laminar los desvíos en tres años en caso del transporte y en dos años en el caso de la distribución, dado el escenario de demanda del ejercicio 2024. Esto es, se muestra únicamente el impacto de la laminación de los desvíos sobre los peajes, sin considerar el impacto de la actualización de las variables de facturación de cada ejercicio. Se observa que, de mantener la metodología de la Circular 3/2020, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se reducirían para todos los consumidores en el ejercicio 2024 para después volver a aumentar en el ejercicio 2025 en el caso de los consumidores conectados en distribución, mientras que para los consumidores conectados en la red de transporte se volverían a reducir en 2025 para aumentar sustancialmente en el ejercicio 2026. Esta variabilidad de precios es especialmente relevante para los consumidores acogidos a los peajes 6.3 TD y 6.4 TD, motivado porque la incorporación de los desvíos coincide en el tiempo con la salida de la retribución de las instalaciones con puesta en marcha anterior a 1998.

Con la laminación de desvíos positivos, se compensarían, al menos en parte, los desvíos positivos registrados para los peajes de distribución en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 con los desvíos negativos esperados para las liquidaciones definitivas de los ejercicios posteriores como consecuencia del impacto de la STS por la que se estima parcialmente el recurso de I-DE. Asimismo, la laminación de los desvíos de la retribución del transporte permitiría graduar el impacto de salida de la retribución de las instalaciones con puesta en marcha anterior a 1998.

PUBLICA

La propuesta de laminar<sup>41</sup> los desvíos del transporte y la distribución de forma diferenciada para el transporte y la distribución y también de forma diferenciada entre ejercicios, permite modular el impacto de los desvíos, entre ejercicios. Bajo esta alternativa, los consumidores conectados en alta tensión (peajes 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD) verían menores reducciones en los peajes del ejercicio 2024 respecto de las que resultan de aplicar la metodología de la Circular, pero también menores aumentos en los peajes de los ejercicios 2025 y 2026. Por su parte los consumidores conectados en baja y media tensión registrarían aumentos en sus peajes en el ejercicio 2024 en lugar de las reducciones que resultarían de aplicar la metodología de la Circular 3/2020, pero, a cambio, los aumentos de precio para el ejercicio 2025 serían sensiblemente inferiores a los que resultarían de aplicar la metodología de la Circular. En términos medios, los peajes del ejercicio 2024 aumentarían un 0,1%, los del ejercicio 2025 aumentarían un 2,9% y los del ejercicio 2026 un 1,3%, frente al -6,5%, el 9,0% y el 6,2% que resultan de aplicar la Circular 3/2020 para los mismos ejercicios.

---

<sup>41</sup> Se laminan los desvíos de la retribución del transporte en tres ejercicios (se asigna el 20% del desvío al ejercicio 2025, y el 80% se reparte entre los ejercicios 2025 y 2026 a partes iguales) y los desvíos de la retribución de la distribución en dos ejercicios (aproximadamente, se asigna el 30% del desvío en 2024 y el 70% restante en 2025).

PUBLICA



### Cuadro 27. Comparativa de la metodología de la Circular 3/2020 y la propuesta de laminar los desvíos de ejercicios anteriores a 2023

#### 1. Aplicación de la Circular 3/2020 en los términos vigentes

Grupo tarifario	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
2.0 TD	56,63	53,02	-6,4%	58,60	10,5%	60,96	4,0%
3.0 TD	23,16	21,71	-6,3%	23,87	9,9%	25,03	4,9%
6.1 TD	20,17	18,49	-8,3%	19,83	7,2%	21,57	8,8%
6.2 TD	10,48	8,74	-16,6%	9,02	3,2%	10,38	15,1%
6.3 TD	7,62	6,85	-10,1%	6,77	-1,2%	8,30	22,6%
6.4 TD	7,05	5,20	-26,2%	4,28	-17,7%	6,74	57,5%
<b>Total</b>	<b>29,54</b>	<b>27,30</b>	<b>-7,6%</b>	<b>29,75</b>	<b>9,0%</b>	<b>31,61</b>	<b>6,2%</b>

#### 2. Propuesta de laminar desvíos positivos de ejercicios anteriores

Grupo tarifario	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
2.0 TD	56,63	56,55	-0,1%	58,34	3,2%	59,14	1,4%
3.0 TD	23,16	23,18	0,1%	23,89	3,1%	24,21	1,4%
6.1 TD	20,17	19,85	-1,6%	20,34	2,5%	20,61	1,3%
6.2 TD	10,48	9,46	-9,7%	9,61	1,7%	9,73	1,2%
6.3 TD	7,62	7,48	-1,9%	7,54	0,8%	7,62	1,1%
6.4 TD	7,05	5,86	-16,9%	5,71	-2,4%	5,76	0,8%
<b>Total</b>	<b>29,54</b>	<b>29,21</b>	<b>-1,1%</b>	<b>30,04</b>	<b>2,9%</b>	<b>30,44</b>	<b>1,3%</b>

Fuente: CNMC

#### 6.1.2. Impacto de la modificación de los términos de exceso de potencia

En la base de datos de liquidaciones se dispone de información individualizada de aquellos puntos de suministro conectados en redes de tensión superior a 1 kV y de aquellos puntos conectados en baja tensión con autoconsumo, independientemente de su modalidad.

A efectos de valorar el impacto de la modificación de los términos de excesos de potencia aplicables al modo de facturación mensual del exceso se ha procedido a facturar a aquellos consumidores con información individualizada y con medida tipo 4 y 5 a los que se les facturó por potencia demandada en el ejercicio 2022, a los precios de los términos de exceso de potencia vigente y a los propuestos.

En el Cuadro 28 se resume la información individualizada disponible en la base de datos de liquidaciones de los suministros acogidos a los peajes 3.0 TD y 6.1 TD desagregado por tipo medida y, de este colectivo, los que pagaron por excesos de potencia durante el ejercicio 2022. Asimismo, se muestra la facturación por excesos de potencia a los precios vigentes y a los precios

PUBLICA

propuestos para la mayor parte de los consumidores que en 2022 hicieron frente a facturaciones por excesos de potencia. Se observa que la facturación por excesos de potencia a los precios propuestos se reduce, en términos medios, el 78% para los suministros acogidos al peaje 3.0 TD y el 66% para los suministros acogidos al peaje 6.1 TD.

**Cuadro 28. Comparativa de la facturación de los excesos de potencia a los precios vigentes a los que resultan de aplicar la propuesta de modificación de la Circular 3/2020**

Suministros con información individualizada. Años 2022			
Peaje	Nº suministros	Potencia facturada (MW)	Consumo (MWh)
<b>3.0 TD</b>			
Tipo 1, 2 y 3	1.876	107	222.165
Tipo 4 y 5	8.774	104	154.102
<b>Total</b>	<b>10.650</b>	<b>211</b>	<b>376.268</b>
<b>6.1 TD</b>			
Tipo 1, 2 y 3	68.980	15.913	62.432.305
Tipo 4 y 5	41.716	573	1.285.947
<b>Total</b>	<b>110.696</b>	<b>16.486</b>	<b>63.718.252</b>

Suministros con información individualizada y con excesos de potencia. Año 2022			
Peaje	Nº suministros	Potencia facturada (MW)	Consumo (MWh)
<b>3.0 TD</b>			
Tipo 1, 2 y 3	603	37	90.996
Tipo 4 y 5	3.572	50	95.107
<b>Total</b>	<b>3.572</b>	<b>87</b>	<b>186.103</b>
<b>6.1 TD</b>			
Tipo 1, 2 y 3	48.345	12.485	53.677.310
Tipo 4 y 5	21.754	300	870.759
<b>Total</b>	<b>70.099</b>	<b>12.785</b>	<b>54.548.069</b>

Facturación de los suministros con información individualizada y con excesos de potencia a los precios vigentes y a los precios de la propuesta							
Peaje	Nº suministros	Potencia facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación peajes t&D	Facturación por potencia demandada vigente (€)	Facturación por potencia demandada propuesta (€)	% variación propuesta sobre vigente
3.0 TD	3.077	44	85.120	1.254.875	991.939	223.310	-77,5%
6.1 TD	19.227	289	838.939	15.992.367	14.142.845	4.832.627	-65,8%
<b>Total</b>	<b>22.304</b>	<b>333</b>	<b>924.059</b>	<b>17.247.241</b>	<b>15.134.784</b>	<b>5.055.937</b>	<b>-66,6%</b>

Fuente: CNMC

PUBLICA

## 6.2. Impacto sobre la competencia

Esta metodología de peajes no tendrá impactos sobre la competencia interna, en la medida en que los consumidores de las mismas características deberán hacer frente a los mismos peajes por el uso de las redes de transporte y distribución.

## 6.3. Otros impactos

Debido al contenido, la modificación de la Circular 3/2020 no presenta impactos por razón de género. Asimismo, ha de señalarse que la misma tiene impacto nulo en la infancia, en la adolescencia, así como en la familia y en materia de igualdad de oportunidades, no discriminación y accesibilidad universal de las personas con discapacidad.

Por el contrario, se espera un impacto positivo sobre el medioambiente y sobre la transición energética, en la medida en que los consumidores respondan a la señal de precio introducida reducirá los costes de inversión en redes y, por tanto, facilitará la electrificación de la economía y la transición energética.

PUBLICA