

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS VALORES DE LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL AÑO 2024

RAP/DE/009/23

21 de diciembre de 2023

www.cnmc.es

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS VALORES DE LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL AÑO 2024

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. OBJETO	10
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	10
3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	13
4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN.....	20
4.1. Previsión de cierre 2023	20
4.2. Previsión 2024.....	25
5. RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN	29
5.1. Retribución del transporte.....	31
5.2. Retribución de la distribución.....	33
5.3. Desvíos de ejercicios anteriores.....	36
5.4. Análisis de la suficiencia de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2023	41
5.5. Propuesta de tratamiento de los desvíos de ejercicios anteriores	47
6. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	52
6.1. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución	52
6.1.1. Determinación de la retribución que se asigna a los peajes de transporte en 2023.....	53
6.1.2. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de distribución en 2023.....	56
6.2. Asignación de la retribución a los peajes de transporte y distribución	57
6.2.1. Asignación de la retribución del transporte y de la distribución por niveles de tensión tarifarios.....	57
6.2.2. Asignación de la retribución del transporte y distribución de cada nivel de tensión a los términos de potencia y de energía	58

6.2.3. Asignación por periodo horario y término de facturación de la retribución de cada nivel de tensión	59
6.2.4. Asignación de la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por término de facturación y periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores.....	62
6.3. Determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución	69
6.3.1. Determinación de los términos de potencia de los peajes de consumidores.....	69
6.3.2. Determinación de los términos de energía de los peajes de consumidores.....	72
6.3.3. Diseño del peaje de transporte y distribución 2.0 TD.....	77
6.3.4. Determinación de los términos de energía de los pagos de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas	81
6.3.5. Determinación de los términos de energía de los peajes de aplicación a los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos.....	82
6.4. Determinación de los términos de excesos de potencia.....	84
6.5. Términos de facturación por energía reactiva	87
6.6. Análisis de las variaciones de los peajes de transporte y distribución respecto de los del ejercicio anterior	89
6.6.1. Impacto de la actualización de la retribución	90
6.6.2. Impacto de la variación del perfil de consumo	91
6.6.3. Impacto de la actualización de las variables de facturación	97
6.6.4. Impacto conjunto.....	100
6.7. Análisis de las variaciones de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio.....	113
7. OTRAS DISPOSICIONES	116
7.1. Acreditación del punto de recarga del vehículo eléctrico de acceso público	116
7.2. Destino de las rentas de congestión de la interconexión con Francia	116
ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2023-2025	119

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2022, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para el cierre de 2023.....	20
Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2023 desagregada por subsistema y peaje de acceso	22
Cuadro 3. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2023. Sistema Nacional	23
Cuadro 4. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red prevista para el cierre de 2023	24
Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2023	24
Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2024	25
Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2023 y 2024 desagregada por subsistema y peaje de acceso	26
Cuadro 8. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2024. Sistema Nacional	27
Cuadro 9. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red prevista para 2024.....	28
Cuadro 10. Previsión del número de suministros, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida para 2024	28
Cuadro 11. Retribución considerada para transporte.....	33
Cuadro 12. Retribución considerada para distribución	35

Cuadro 13. Comparación de los ingresos y costes previstos para el ejercicio 2022 con el resultado de la liquidación definitiva 2022	37
Cuadro 14. Desvíos registrados en la Liquidación definitiva de 2022, excluido el superávit de la Liquidación definitiva de 2021	38
Cuadro 15. Desvíos de ingresos en las conexiones internacionales registrados en la Liquidación definitiva de 2022.....	39
Cuadro 16. Desvíos de registrados en la Liquidación definitiva de 2022 con impacto en la determinación de los peajes de transporte y distribución de 2024	40
Cuadro 17. Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2023 y previsión de retribución de la Liquidación definitiva de 2023	43
Cuadro 18. Ingresos por peajes de transporte y distribución previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes 2023 e ingresos estimados para el cierre de 2023.....	45
Cuadro 19. Análisis de la suficiencia de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2023.....	47
Cuadro 20. Determinación de los peajes del periodo 2024-2026 sin considerar los desvíos registrados en la retribución del transporte y la distribución de ejercicios anteriores.....	49
Cuadro 21. Impacto de la actualización de la retribución del transporte y la distribución del periodo 2016-2023 en la determinación de los peajes del periodo 2024-2026	50
Cuadro 22. Ejemplo del impacto de la laminación en la determinación de los peajes del periodo 2024-2026	52
Cuadro 23. Previsión de ingresos o pagos de transporte intracomunitarios para 2024	54
Cuadro 24. Estimación del coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte en el ejercicio 2024.....	55
Cuadro 25. Estimación del coste de distribución que se debe recuperar por los peajes de distribución en 2024.....	57
Cuadro 26. Asignación de la retribución provisional del transporte y la distribución que se debe recuperar a través de los peajes de transporte y distribución por nivel de tensión tarifario. Porcentajes de reparto de costes de redes por niveles de tensión tarifarios.	58

Cuadro 27. Asignación de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel tarifario al término de potencia y al término de energía.....	59
Cuadro 28. Distribución por periodo horario de las primeras 1.200 horas de la monótona de cada nivel de tensión correspondientes al ejercicio 2022	60
Cuadro 29. Asignación por periodo horario de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario que se debe recuperar a través del término de potencia, considerando una punta de 1.200 horas. Año 2024	61
Cuadro 30. Asignación por periodo horario de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario que se debe recuperar a través del término de energía, considerando una punta de 1.200 horas. Año 2024	61
Cuadro 31. Días de máxima demanda por periodo horario a efectos de la solicitud de balances de potencia y energía de la Resolución de peajes de los ejercicios 2023 y 2024	63
Cuadro 32. Coeficientes de asignación de la retribución del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión. Balances año 2021.....	64
Cuadro 33. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de potencia del nivel de tensión tarifario i de cada periodo p al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores. Año 2024.....	65
Cuadro 34. Asignación de la retribución de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución. Año 2024.....	66
Cuadro 35. Coeficientes de asignación de la retribución a recuperar por el componente término de energía del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores. Balances año 2021.....	67
Cuadro 36. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de energía del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores conforme a la Circular 3/2020. Año 2024	68

Cuadro 37. Asignación de la retribución de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución, según la Circular 3/2020. Año 2024.....	69
Cuadro 38. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario <i>i</i> en el periodo <i>p</i>. Año 2024	70
Cuadro 39. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2024.....	72
Cuadro 40. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario <i>i</i> en el periodo <i>p</i>. Año 2024.....	73
Cuadro 41. Procedimiento de conversión de los términos de energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD de seis a tres periodos. Año 2024.....	75
Cuadro 42. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2024.....	76
Cuadro 43. Procedimiento de ajuste de los términos de potencia y energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD a la estructura fijo-variable de 75%-25%. Año 2024	78
Cuadro 44. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2024.....	79
Cuadro 45. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2024.....	80
Cuadro 46. Términos de energía de los pagos de transporte y distribución de los peajes de aplicación a autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2024.....	82
Cuadro 47. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos	

de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos conectados en baja tensión. Año 2024	83
Cuadro 48. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos conectados en media tensión. Año 2024	84
Cuadro 49. Precio del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2024.....	85
Cuadro 50. Precio del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2024.....	86
Cuadro 51. Comparación entre los precios del exceso de potencia (€/kW y día) resultantes de la metodología para el año 2024 y 2023	87
Cuadro 52. Retribución de las actividades de transporte y distribución consideradas en la determinación de los peajes de 2023 y 2024	90
Cuadro 53. Impacto de la actualización de la retribución de las actividades de transporte y distribución sobre la facturación de peajes del ejercicio 2024	91
Cuadro 54. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 1.600 horas, en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución	92
Cuadro 55. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 1.600 horas, en la facturación de los peajes de transporte y distribución	94
Cuadro 56. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo y del parámetro H a 1.200 horas, en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución	95
Cuadro 57. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo y del parámetro H a 1.200 horas, en la facturación de los peajes de transporte y distribución.....	96
Cuadro 58. Impacto de la actualización de las variables de facturación sobre los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución.....	98
Cuadro 59. Impacto en la facturación de peajes de transporte y distribución de la actualización de las variables de facturación. Año 2023.....	99

Cuadro 60. Comparación de los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2023 y 2024	100
Cuadro 61. Comparación de previsiones de potencia, consumo, facturación de peajes y precio medio implícitas en las resoluciones de peajes de los ejercicios 2023 y 2024.....	103
Cuadro 62. Peajes de transporte y distribución de la Resolución de 15 de diciembre 2022 y resultado de la asignación supuesto el escenario previsto para el cierre de 2023	105
Cuadro 63. Comparación de previsiones de potencia facturada, consumo, facturación de peajes y precio medio del ejercicio 2023 de la Resolución de 15 de diciembre de 2022 y la asignación que resulta para la previsión de cierre de 2023.....	107
Cuadro 64. Peajes de transporte y distribución resultantes para 2023 con la previsión de cierre de 2023 y para 2024	109
Cuadro 65. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio de para el cierre del ejercicio 2023 y 2024.....	111
Cuadro 66. Comparación de la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2024 a los precios de la Resolución de peajes de 2023 y a los precios de 2024.....	112
Cuadro 67. Comparación de la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2024 a los precios de la Resolución de peajes de 2023 y a los precios de 2024.....	113
Cuadro 68. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio.....	115

1. OBJETO

La presente memoria justificativa tiene por objeto detallar el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad para el año 2024, determinados conforme al artículo 13 de 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.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, 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 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, establece en su artículo 7.1.a) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular la metodología, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de acuerdo con las orientaciones de política energética, para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución de energía eléctrica.

En el ejercicio de esta competencia, el 24 de enero de 2020 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado 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 electricidad¹.

El 23 de marzo de 2021, fue publicada la Resolución de 18 de marzo de 2021, 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

¹ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-1066>

distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021 (en adelante Resolución de peajes 2021)².

El 22 de diciembre de 2021 fue publicada la Resolución de 16 de diciembre de 2021, 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)³.

El 22 de diciembre de 2022 fue publicada 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 electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 (en adelante Resolución de peajes 2023)⁴.

Por otra parte, en el ejercicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, fueron aprobadas la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica⁵ y la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Estas Circulares fueron publicada en el Boletín Oficial del Estado del día 19 de diciembre de 2019⁶.

No obstante, a la espera de la ejecución de las Sentencias del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad de las órdenes IET/980/2016⁷ y

² Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-4565

³ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21208>

⁴ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-21799>

⁵ Disponible <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18260>

⁶ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18261>

⁷ [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

IET/981/2016⁸, las resoluciones⁹ de la CNMC por las que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución de los ejercicios 2021 y 2022 fijaron con carácter provisional, para sendos ejercicios, las retribuciones establecidas en las citadas órdenes IET/980/2016 y IET/981/2016.

Por otra parte, el pasado 1 de junio fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Orden TED/490/2022¹⁰, 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/1311/2022¹¹, 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 de junio y la Orden TED/1343/2022¹², de 23 de diciembre, por la que se establece

⁸ [Orden IET/981/2016](#), de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016

⁹ Resolución de 28 de enero de 2021, 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 2021, Resolución de 28 de enero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2021, Resolución de 27 de enero de 2022, 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 2022 y Resolución de 27 de enero de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2022.

¹⁰ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-9010

¹¹ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-23736

¹² Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-24406

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 2023¹³, 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 2020¹⁴.

Conforme al artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y el artículo 13 de la citada Circular 3/2020, de 15 de enero, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia calculará anualmente y publicará en el Boletín Oficial del Estado mediante resolución los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, así como la cuantía de la retribución de las actividades de transporte y distribución de electricidad.

3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

La disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, con fecha 30 de noviembre de 2023 fue remitida la propuesta de Resolución por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución para el año 2024 y la Memoria justificativa, sometiéndose también a

¹³ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-18103

¹⁴ 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>.

información pública en la página web de este Organismo. Estos trámites finalizaron el 18 de diciembre de 2023.

En el procedimiento de audiencia se han recibido comentarios de once agentes, de los cuales uno ha manifestado no tener observaciones y tres las han declarado confidenciales.

Las observaciones de los agentes se han centrado fundamentalmente en los siguientes aspectos:

- *Sobre el escenario de previsión*

Dos agentes han valorado positivamente el ejercicio de previsión de las variables de facturación contenido en la memoria, reconociendo uno de ellos la dificultad que conlleva dadas las incertidumbres existentes.

- *Sobre la retribución del transporte y la distribución*

En relación con la retribución considerada para la determinación de los peajes dos agentes consideran insuficiente la información contenida en la memoria, lo que impide replicar los cálculos y presentar alegaciones al respecto. Al respecto, señalan que en el contexto actual en el que se requiere un esfuerzo inversor en redes eléctricas es fundamental una aplicación coherente de los principios de una buena regulación, siendo el primero de ellos el de preservar la seguridad jurídica para inversores y consumidores, de forma que se mantenga un clima de confianza imprescindible para los mercados financieros y para la consecución de las inversiones.

En relación con lo anterior, otro agente señala el impacto que tiene sobre las inversiones el retraso en la aprobación de las retribuciones, poniendo de manifiesto que las empresas están incurriendo en costes de forma anticipada sin que conocer los criterios retributivos para su reconocimiento.

Por el contrario, un agente valora positivamente la incorporación de las mejores previsiones de las retribuciones tanto de transporte como de distribución para el año 2024, con base en las metodologías establecidas en las Circulares 5/2019 y 6/2019, garantizando de esta forma el principio de sostenibilidad económica y financiera establecido en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico.

No obstante, este mismo agente señala que, dado el retraso en la aprobación de la retribución de la distribución, es necesario articular los mecanismos necesarios para minimizar el impacto negativo para las empresas distribuidoras de energía eléctrica. En particular, contempla la laminación de las obligaciones de pago, de forma similar a lo establecido en la Orden TED/749/2022.

Por otra parte, un agente ha señalado que en la retribución de la distribución se debe tener en cuenta la corrección de errores detectados en el curso del proceso de lesividad.

Otro agente señala que las compensaciones ITC podrían estar infravaloradas.

Por último, un agente ha señalado su preocupación por el aumento sostenido en el tiempo de la retribución del transporte y la distribución, en un contexto de reducción de la demanda, lo que se traduce en un incremento unitario del coste por el uso de las redes. Al respecto, propone este agente que se vincule la metodología de retribución de las redes a la variación de la demanda.

- *Sobre la laminación de los desvíos positivos*

Los cuatro agentes que se han manifestado al respecto han valorado positivamente la laminación de los desvíos para evitar modificaciones sustanciales en los precios que pagan los consumidores. No obstante, uno de ellos se alerta de la necesidad de que garantizar que los excesos de recaudación sean destinados a cubrir los costes de las redes y no se dediquen a otros fines.

- *Sobre el destino de las rentas de congestión*

Un agente ha valorado positivamente la dedicación de las rentas de congestión a la financiación de la interconexión con Francia por el Golfo de Vizcaya, en la medida en que supone un menor incremento del coste. No obstante, ha mostrado su preocupación por los sucesivos desvíos al alza en los costes del proyecto, por lo que solicita que estos estén debidamente justificados y evaluados en un análisis coste beneficio para el consumidor nacional.

Otro agente señala que únicamente se puede destinar a la financiación de la interconexión las rentas de congestión una vez cubiertos objetivos establecidos en el punto 2 del artículo 19 del Reglamento (UE) 943/2019, por lo que propone detallar los costes de gestión de la interconexión que deben cubrirse con las rentas de congestión con anterioridad a la financiación de la interconexión con Francia por el Golfo de Vizcaya.

Adicionalmente, este mismo agente indica que se deben reconocer los costes financieros cuando en algún mes las rentas de congestión resultaran negativas.

- *Sobre el precio del término de facturación de energía reactiva*

Dos agentes consideran adecuado, mantener los precios del término de facturación por energía reactiva capacitiva en 0,0 €/kVA_{rh}.

Por el contrario, otro agente propone incorporar un término de facturación por energía reactiva capacitiva superior a 0,0 €/kVA_{rh} en todos los periodos cuando el factor de potencia este fuera de rango. En particular, propone aplicar el término de facturación por energía reactiva capacitiva cuando el factor de potencia sea inferior a 0,95 cap en el periodo 1; inferior a 0,98 cap en los periodos 2 a 5 y para toda la energía capacitiva en el periodo 6.

Finalmente, un agente ha solicitado que en el “Anexo III Términos de energía reactiva”, expresamente se recoja que el precio del término de energía reactiva inductiva para valores de $\cos \varphi \geq 0,95$ es cero, ya que se están encontrando con la casuística de que algún distribuidor, en determinadas circunstancias, aplica penalizaciones a consumos de energía reactiva inductiva con $\cos \varphi$ redondeados a 0,95.

- *Sobre la posibilidad de modificar los términos de los peajes de transporte y distribución una vez se dispongan los valores definitivos de la retribución*

Un agente se muestra contrario a la posibilidad de modificar los términos de los peajes de transporte y distribución de 2024 una vez se dispongan los valores definitivos de la retribución, (i) por la incertidumbre e inseguridad jurídica que añade a los agentes y consumidores, (ii) las dudas y desconcierto que generan los continuos y reiterados cambios de los valores de los peajes de acceso y, por consiguiente, del precio de su contrato de suministro en un mismo ejercicio, y (iii) el impacto en los costes de las empresas comercializadoras y distribuidoras que supone la modificación y adaptación de sus sistemas y programas. Por ello propone se prevean los mecanismos y medios necesarios para reducir estos posibles impactos negativos consecuencia de las inestabilidades e incertezas derivadas de continuos cambios regulatorios y de valores de precios regulados.

Adicionalmente, los agentes han formulado las siguientes observaciones no directamente relacionadas con la propuesta de Resolución:

- Dos agentes consideran necesaria la revisión del **procedimiento de liquidaciones** para que se adapte a las circunstancias actuales y a la separación entre los peajes de acceso a las redes y los cargos del sistema eléctrico, señalando que la desagregación del actual sistema de liquidaciones dos sistemas de liquidaciones, uno para peajes y otro para cargos presentaría un efecto positivo en relación a la cobertura de los posibles desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema eléctrico además

de que dichos desajustes serían soportados por los agentes que reciben pagos en cada caja y dotaría de mayor transparencia y trazabilidad a los costes finales de electricidad recogidos en las facturas eléctricas.

- Un agente ha señalado que la **limitación a las inversiones en redes** establecidas en el Real Decreto 1048/2013 (0,13% del PIB) es insuficiente para llevar a cabo las inversiones necesarias para cumplir los objetivos previsto por el PNIEC.
- Teniendo en cuenta la evolución de las pérdidas, un agente ha solicitado la actualización de los **coeficientes de pérdidas estándar** establecidos en el artículo 11 de la Circular 3/2020.
- Un agente ha solicitado ampliar **las tarifas aplicables a los puntos de recarga de vehículo eléctrico de acceso público** hasta la red de 72,5 kV.
- Un agente ha solicitado aclaración sobre la **exención del pago de peajes aplicables a las baterías**. En particular, propone incluir en la Resolución una disposición en la que se recoja que la excepción de peajes aplica exclusivamente a las baterías de almacenamiento conectadas en la red de transporte o distribución directamente, y a las baterías híbridadas con configuración de la medida conforme al Real Decreto 1110/2007.
- Un agente propone una **exención/reducción temporal de los peajes y cargos para el hidrógeno renovable**, de forma similar a las baterías o el bombeo, de forma que se facilite la implantación de nuevos proyectos.
- Dos agentes solicitan se **exonere del pago de peajes a la demanda que participe en los servicios de ajuste del sistema** cuando la prestación del servicio suponga un incremento de su consumo, con objeto de garantizar la igualdad de condiciones en la prestación de dichos servicios con la generación.
- Un agente considera que **el pago de los costes de los servicios de ajuste del sistema** supone otro sobrecoste para el consumidor industrial al que debe hacer frente cuando el perfil de consumo del consumidor es de carácter estable y, por tanto, no genera desvíos al sistema por el lado de la demanda, por lo que solicita introducir en el debate de los peajes la incorporación de estos costes por los servicios de ajuste del sistema al objeto de poder anticipar el precio que pagan los consumidores y dotar, así, de racionalidad a las decisiones de consumo y de necesidades de inversión en las redes. Al respecto señala este agente que este esquema se utiliza en otros países de nuestro entorno.

- Un agente solicita se traslade al Ministerio la necesidad de **prorrogar la reducción del 80% de los peajes a los consumidores electrointensivos**. Adicionalmente, solicita que se tenga en cuenta en la metodología de cálculo de los peajes la contribución a la estabilidad y predictibilidad que aporta la demanda de este tipo de consumidores al sistema, de forma similar a otros países del entorno europeo.
- Un agente considera que la no inclusión de los **suplementos territoriales** en la propuesta de Resolución de Peajes conlleva que las empresas distribuidoras deban asumir un coste que no viene reconocido en la metodología retributiva y que, finalmente, derivará en una pérdida que deberá ser asumida de forma indefinida, si bien dicho agente es plenamente consciente del carácter potestativo del establecimiento de estos suplementos territoriales y del principio de tarifa única que establece la Ley del Sector Eléctrico.
- Un agente ha valorado positivamente el **grupo de trabajo previsto en la Circular** y anima a tramitar lo antes posible los desarrollos previstos sobre excesos de potencia y energía reactiva.
- Un agente señala que los costes de redes deben recuperarse preferentemente mediante el término de potencia y que, en todo caso, debe asegurarse la coherencia y consistencia en los principios generales que rigen la metodología y en la estructura de peajes y cargos.

En relación con las observaciones formuladas por los agentes se indica que se han incorporado en la Resolución las siguientes propuestas:

- Se ha establecido el precio del término de energía reactiva cuando el factor de potencia es igual o superior a 0,95.
- Se suprime el resuelve segundo relativo a la posibilidad de modificar los términos de los peajes de transporte y distribución una vez se dispongan los valores definitivos de la retribución, en coherencia con la propuesta de laminación de los desvíos.
- Se establece que se destinarán a la financiación de la interconexión entre Francia y España a través del Golfo de Vizcaya las rentas una vez cubiertos los objetivos establecidos en el punto 2 del citado artículo 19 del Reglamento 943/2019.

Por el contrario, no se han atendido las siguientes propuestas de los agentes:

- No se ha considerado la propuesta de introducir un término de energía reactiva mayor que 0 en el periodo 6 por el impacto que se deriva sobre algunos agentes y tampoco se ha incorporado para rangos de factor de

potencia capacitivos en el resto de los periodos por ser necesaria la modificación de la Circular 3/2020. Al respecto se indica que actualmente se está trabajando en esta modificación.

- No se ha atendido a la solicitud de reconocimiento de los costes financieros derivados de las rentas de congestión que pudieran resultar negativas en algún mes porque, con carácter general, las rentas tienen signo positivo¹⁵ y porque tampoco se descuentan los ingresos financieros de las rentas de congestión que resultan positivas para el periodo comprendido entre la facturación de las rentas y su efectiva transferencia a la cuenta que abra la CNMC en régimen de depósito.

Finalmente, no se han incorporado aquellas alegaciones que exceden el ámbito de aplicación de la resolución, tales como las relativas al detalle de cálculo de la retribución del transporte y la distribución, la modificación del límite a las inversiones, la modificación del procedimiento de liquidaciones, la introducción de medidas destinadas a reducir los costes de la energía de determinados consumidores, el establecimiento de los suplementos territoriales, la exención o reducción temporal de peajes y cargos para el hidrógeno renovable o la exoneración de pagar peajes y cargos a la demanda cuando participa en los servicios de ajuste.

Asimismo, tampoco se han considerados las alegaciones que requieren una modificación previa de la Circular 3/2020, tales como la introducción de un peaje para los puntos de recarga de vehículo eléctrico de acceso público en la red comprendida entre 30 kV y 72,5 kV, la aclaración sobre la exención del pago de peajes aplicables a las baterías, la exención o reducción temporal de peajes para el hidrógeno renovable, la incorporación de un término de energía reactiva capacitiva en los periodo 1 a 5 o la actualización de los coeficientes de pérdidas.

¹⁵ Con la información disponible hasta la liquidación 10/2023, se indica que desde el año 2003 únicamente se ha declarado importes negativos en el peaje 421 en los meses de junio, julio y agosto de 2022.

4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

A continuación, se presenta la previsión de demanda en barras de central (b.c.) y en consumo de la CNMC para el cierre del ejercicio 2023 y 2024, así como otras variables de facturación relevantes, teniendo en cuenta la última información disponible.

En el Anexo I se describen las hipótesis consideradas en la previsión y se detallan las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregadas por peajes de acceso y periodo horario para el cierre de 2023 y 2024, para el total nacional y desagregado por subsistema: peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

4.1. Previsión de cierre 2023

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2022, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (noviembre de 2022-octubre 2023) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2023. Se estima que en 2023 la demanda en b.c. nacional alcanzará 242.944 GWh, un 3% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2022 (250.522 GWh), en línea con la demanda registrada en los últimos doce meses (243.068 GWh).

Por subsistemas, se prevé una contracción de la demanda en todos los subsistemas. En particular, se estima que en el subsistema peninsular la demanda se reducirá el 3,2%, mientras que en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla la demanda experimentará reducciones del -0,6%, -0,1%, -4,8% y -0,9% respectivamente.

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2022, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para el cierre de 2023

Sistema	2022 (1) (GWh)	Últimos doce meses (nov 2022 - oct 2023)			Previsión CNMC de cierre 2023		
		GWh	% variación respecto 2022	Tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2022	% variación respecto últimos doce meses
Peninsular	235.548	227.986	-3,2%	-4,7%	228.031	-3,2%	0,0%
No peninsular	14.974	15.082	0,7%	0,2%	14.913	-0,4%	-1,1%
Baleares	6.047	5.970	-1,3%	-2,6%	6.009	-0,6%	0,7%
Canarias	8.535	8.723	2,2%	2,3%	8.524	-0,1%	-2,3%
Ceuta	195	188	-3,8%	-4,8%	186	-4,8%	-1,0%
Melilla	196	201	2,3%	1,0%	195	-0,9%	-3,2%
Total Nacional	250.522	243.068	-3,0%	-4,4%	242.944	-3,0%	-0,1%

(1) Boletín de indicadores del mes de noviembre de 2023.

Fuente: OS y CNMC

En el Cuadro 2 se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso para el cierre de 2023. Con carácter general, se estima que la demanda se reducirá en todos los peajes y en todos los subsistemas, con la excepción de la demanda asociada a puntos de recarga de vehículos eléctricos (peajes 3.0 TDVE y 6.1 TDVE), para la que se esperan incrementos relevantes en todos los subsistemas; la demanda de consumidores conectados en media tensión (peaje 6.1 TD) de Canarias, para la que se espera un aumento moderado, y la demanda asociada al consumo de PYMES conectadas en baja tensión (peaje 3.0 TD) de Baleares y Canarias, que se mantendrá en niveles similares a los registrados en 2022.

Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2023 (218.451 GWh) se reduce un 2,9% respecto de la demanda registrada en 2022 (225.001 GWh).

Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2023 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Real 2022 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	97.801	4.111	4.717	114	123	106.866
2.0 TD	66.223	2.405	3.086	64	79	71.858
3.0 TD	31.565	1.705	1.631	49	44	34.995
3.0 TDVE	13	0	0	-	-	13
Alta tensión	113.289	1.462	3.260	59	65	118.135
6.1 TD	63.666	1.333	3.134	59	65	68.257
6.1 TDVE	2	-	-	-	-	2
6.2 TD	21.866	119	124	-	-	22.110
6.3 TD	10.316	0	0	-	-	10.317
6.4 TD (1)	17.438	10	1	-	-	17.449
Total	211.090	5.573	7.977	172	189	225.001
	-	-	-	-	-	-
	Previsión de cierre 2023 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	95.050	4.103	4.662	110	122	104.048
2.0 TD	64.568	2.391	3.016	61	79	70.116
3.0 TD	30.460	1.710	1.646	49	43	33.908
3.0 TDVE	22	2	1	-	-	25
Alta tensión	109.507	1.458	3.316	58	65	114.403
6.1 TD	61.024	1.329	3.197	58	65	65.672
6.1 TDVE	5	-	-	-	-	5
6.2 TD	21.693	119	120	-	-	21.932
6.3 TD	9.821	0	0	-	-	9.821
6.4 TD (1)	16.965	9	0	-	-	16.974
Total	204.557	5.560	7.979	168	187	218.451
	% variación 2023 sobre 2022					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-2,8%	-0,2%	-1,2%	-2,9%	-1,2%	-2,6%
2.0 TD	-2,5%	-0,6%	-2,3%	-4,4%	-0,6%	-2,4%
3.0 TD	-3,5%	0,3%	0,9%	-1,0%	-2,2%	-3,1%
3.0 TDVE	75,9%	234,8%	413,4%	-	-	86,0%
Alta tensión	-3,3%	-0,3%	1,7%	-1,9%	-0,6%	-3,2%
6.1 TD	-4,2%	-0,3%	2,0%	-1,9%	-0,6%	-3,8%
6.1 TDVE	116,8%	-	-	-	-	116,8%
6.2 TD	-0,8%	0,3%	-3,9%	-	-	-0,8%
6.3 TD	-4,8%	-28,5%	-57,5%	-	-	-4,8%
6.4 TD (1)	-2,7%	-5,1%	-79,5%	-	-	-2,7%
Total	-3,1%	-0,2%	0,0%	-2,6%	-1,0%	-2,9%

Fuente: CNMC y SINCRO.

En el Cuadro 3 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2023 para el total nacional. Respecto de las potencias contratadas por periodo horario, se estiman que, con carácter general experimentarán reducciones o aumentos moderados respecto de las registradas en 2022, con la excepción de los puntos de suministro dedicados a la recarga de vehículos eléctricos, para los que se estiman importantes incrementos. Como resultado de

lo anterior, se espera que la potencia facturada se mantenga en un nivel similar al registrado en el ejercicio 2022.

En el Anexo I se detalla la previsión de número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario desagregada por subsistema, así como las hipótesis consideradas en la previsión.

Cuadro 3. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2023. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2022						Energía consumido por periodo horario (GWh). Año 2022						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.137.406	146.285	145.308	146.577	20.556	20.573	20.581	25.200	23.747	23.112	38.403	4.889	1.866	14.850	106.866
2.0 TD	29.325.405	125.959	125.952	126.082					19.604	18.325	33.929				71.858
3.0 TD	810.855	20.265	19.294	20.433	20.495	20.512	20.520	25.139	4.141	4.786	4.472	4.886	1.865	14.845	34.995
3.0 TDVE	1.146	61	62	62	61	61	61	61	1	2	2	2	1	5	13
Alta tensión	116.977	28.281	27.085	28.270	29.146	29.443	29.637	40.574	10.970	13.915	13.564	15.407	6.393	57.885	118.135
6.1 TD	111.452	17.853	17.199	17.887	18.230	18.404	18.487	26.287	6.893	8.552	8.327	9.278	3.727	31.479	68.257
6.1 TDVE	18	7	7	7	7	7	7	14	0	0	0	0	0	1	2
6.2 TD	3.865	4.621	4.481	4.633	4.722	4.757	4.796	6.187	1.970	2.585	2.496	2.856	1.207	10.995	22.110
6.3 TD	618	1.929	1.907	2.000	2.063	2.071	2.568	830	1.065	1.059	1.245	1.245	523	5.596	10.317
6.4 TD (1)	1.025	3.871	3.569	3.837	4.188	4.212	4.277	5.519	1.276	1.712	1.681	2.029	936	9.814	17.449
Total	30.254.384	174.566	172.393	174.847	49.701	50.016	50.218	65.774	34.717	37.028	51.967	20.296	8.259	72.734	225.001

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2023						Energía consumido por periodo horario (GWh). Año 2023						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.203.069	146.322	145.320	146.568	20.541	20.555	20.562	25.900	23.147	22.522	37.440	4.735	1.808	14.395	104.048
2.0 TD	29.389.912	125.978	125.971	126.101					19.129	17.881	33.106				70.116
3.0 TD	810.884	20.228	19.233	20.351	20.425	20.439	20.446	25.783	4.015	4.638	4.330	4.731	1.807	14.386	33.908
3.0 TDVE	2.273	116	116	116	116	116	116	117	3	3	4	4	1	10	25
Alta tensión	116.723	28.490	27.296	28.470	29.349	29.661	29.865	40.873	10.649	13.534	13.129	14.861	6.169	56.062	114.403
6.1 TD	111.091	18.003	17.339	18.032	18.396	18.569	18.652	26.487	6.643	8.233	8.003	8.907	3.580	30.306	65.672
6.1 TDVE	32	15	14	14	14	14	14	30	1	1	1	1	0	2	5
6.2 TD	3.887	4.620	4.482	4.631	4.719	4.753	4.792	6.189	1.957	2.580	2.480	2.828	1.198	10.889	21.932
6.3 TD	611	1.910	1.815	1.878	1.970	2.067	2.075	2.582	792	1.020	1.008	1.182	497	5.321	9.821
6.4 TD (1)	1.103	3.941	3.645	3.915	4.249	4.258	4.331	5.585	1.257	1.700	1.636	1.943	895	9.543	16.974
Total	30.319.792	174.812	172.616	175.038	49.890	50.216	50.427	66.773	33.796	36.056	50.569	19.597	7.977	70.457	218.451

% variación 2023 sobre 2022															
	Nº clientes	Potencia facturada	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido por periodo horario						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	2,8%	-2,5%	-2,6%	-2,5%	-3,1%	-3,1%	-3,1%	-2,6%
2.0 TD	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%					-2,4%	-2,4%	-2,4%				-2,4%
3.0 TD	0,0%	-0,2%	-0,3%	-0,4%	-0,3%	-0,4%	-0,4%	2,6%	-3,0%	-3,1%	-3,2%	-3,2%	-3,1%	-3,1%	-3,1%
3.0 TDVE	98,3%	88,8%	88,2%	88,2%	90,5%	90,5%	90,5%	91,1%	93,6%	84,9%	84,2%	81,1%	78,5%	88,3%	86,0%
Alta tensión	-0,2%	0,7%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,8%	0,7%	-2,9%	-2,7%	-3,2%	-3,5%	-3,5%	-3,1%	-3,2%
6.1 TD	-0,3%	0,8%	0,8%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	-3,6%	-3,7%	-3,9%	-4,0%	-4,0%	-3,7%	-3,8%
6.1 TDVE	76,1%	111,4%	97,9%	119,4%	119,4%	119,4%	119,1%	123,6%	110,9%	113,5%	113,1%	120,1%	138,8%	117,4%	116,8%
6.2 TD	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%	-0,7%	-0,2%	-0,7%	-1,0%	-0,8%	-1,0%	-0,8%
6.3 TD	-1,2%	-1,0%	-0,7%	-1,5%	-1,5%	0,2%	0,2%	0,6%	-4,6%	-4,2%	-4,7%	-5,0%	-5,0%	-4,9%	-4,8%
6.4 TD (1)	7,7%	1,8%	2,1%	2,0%	1,5%	1,1%	1,3%	1,2%	-1,5%	-0,7%	-2,7%	-4,2%	-4,4%	-2,8%	-2,7%
Total	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,4%	0,4%	0,4%	1,5%	-2,7%	-2,6%	-2,7%	-3,4%	-3,4%	-3,1%	-2,9%

Fuente: CNMC y SINCRO

En el Cuadro 4 se presenta la previsión para el cierre de 2023 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Se indica que las previsiones resultan de la agregación de la información trasladada por las grandes distribuidoras.

Cuadro 4. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red prevista para el cierre de 2023

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (MWh). Año 2023						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	7.293	1.288	1.257	1.437	726	304	970	5.982
2.0 TDA	6.543	956	859	863	-	-	-	2.677
3.0 TDA	750	332	398	574	726	304	970	3.304
Alta tensión	14	10.686	12.647	7.221	8.665	3.702	37.837	80.757
6.1 TDA	10	3	5	6	9	4	12	39
6.2 TDA	3	4.220	4.913	2.563	3.870	1.721	12.587	29.874
6.3 TDA	1	6.462	7.728	4.652	4.787	1.977	25.238	50.844
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	7.308	11.974	13.904	8.658	9.391	4.005	38.807	86.739

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 5 se muestran las previsiones para el cierre del ejercicio 2023 de los puntos de suministro acogidos a autoconsumo. Estas previsiones se han elaborado teniendo en cuenta las previsiones proporcionadas por las empresas y la última información disponible proporcionada por el operador del sistema. En el Anexo I de la Memoria se detallan las hipótesis de cálculo.

Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2023

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	421.351	2.961.776	2.747.324	2.272.411	1.403.100	38,2%	1.178.082
2.0 TD	401.630	2.158.871	2.219.743	1.333.904	816.655	38,0%	1.026.549
3.0 TD	19.721	802.905	527.581	938.507	586.446	38,5%	151.533
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	3.416	1.451.176	2.879.959	6.481.905	5.434.404	45,6%	4.800.343
6.1 TD	3.237	1.034.423	1.427.458	3.553.947	3.311.905	48,2%	1.985.562
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	148	193.944	842.811	1.224.891	898.686	42,3%	1.539.328
6.3 TD	23	150.828	421.870	1.176.130	1.062.379	47,5%	672.924
6.4 TD	8	71.980	187.820	526.937	161.434	23,5%	602.529
Total	424.767	4.412.952	5.627.284	8.754.316	6.837.504	43,9%	5.978.425

Fuente: CNMC

4.2. Previsión 2024

En el Cuadro 6 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2024 desagregada por subsistema. Se estima que en el ejercicio 2024 la demanda en b.c. del sistema nacional se mantendrá en niveles similares a los previstos para el cierre de 2023 en todos los subsistemas. En particular, se estima que la demanda en b.c. nacional alcance los 242.820 GWh, un 0,1% inferior a la demanda en b.c. prevista para el cierre del ejercicio 2023 sin crecimiento en la península y con aumentos moderados en todos los subsistemas no peninsulares con la excepción del subsistema balear, para el que se prevé una contracción de la demanda del 0,8%.

Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2024

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2023			Previsión CNMC 2024	
	GWh	% variación respecto 2022	% variación respecto últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2023
Peninsular	228.031	-3,2%	0,0%	227.935	0,0%
No peninsular	14.913	-0,4%	-1,1%	14.886	-0,2%
Baleares	6.009	-0,6%	0,7%	5.958	-0,8%
Canarias	8.524	-0,1%	-2,3%	8.546	0,3%
Ceuta	186	-4,8%	-1,0%	187	0,5%
Melilla	195	-0,9%	-3,2%	195	0,0%
Total Nacional	242.944	-3,0%	-0,1%	242.820	-0,1%

Fuente: CNMC

En coherencia con la demanda en b.c. prevista para 2024, la demanda en consumo se mantendrá en todos los subsistemas con la excepción del subsistema balear, con aumentos de la demanda moderados de la demanda conectada en media y alta tensión y reducciones de la demanda asociada al consumo doméstico y de la pequeña y mediana empresa en baja tensión. En el Cuadro 7 se muestra la previsión para 2024 de la demanda en consumo desagregada por subsistema y en el Cuadro 8 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el ejercicio 2024 para el sistema nacional.

Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2023 y 2024 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Previsión de cierre 2023 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	95.050	4.103	4.662	110	122	104.048
2.0 TD	64.568	2.391	3.016	61	79	70.116
3.0 TD	30.460	1.710	1.646	49	43	33.908
3.0 TDVE	22	2	1	-	-	25
Alta tensión	109.507	1.458	3.316	58	65	114.403
6.1 TD	61.024	1.329	3.197	58	65	65.672
6.1 TDVE	5	-	-	-	-	5
6.2 TD	21.693	119	120	-	-	21.932
6.3 TD	9.821	0	0	-	-	9.821
6.4 TD (1)	16.965	9	0	-	-	16.974
Total	204.557	5.560	7.979	168	187	218.451
	-	-	-	-	-	-
	Previsión 2024 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	93.867	4.047	4.647	110	122	102.794
2.0 TD	63.599	2.346	2.991	61	79	69.076
3.0 TD	30.232	1.697	1.653	49	43	33.674
3.0 TDVE	36	4	3	0	-	43
Alta tensión	110.604	1.466	3.354	58	65	115.546
6.1 TD	60.742	1.337	3.232	58	65	65.434
6.1 TDVE	8	-	-	-	-	8
6.2 TD	22.252	120	121	-	-	22.492
6.3 TD	10.017	0	0	-	-	10.017
6.4 TD (1)	17.585	9	0	-	-	17.595
Total	204.471	5.513	8.000	169	187	218.340
	-	-	-	-	-	-
	% variación 2024 sobre 2023					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-1,2%	-1,4%	-0,3%	0,0%	0,0%	-1,2%
2.0 TD	-1,5%	-1,9%	-0,8%	0,0%	0,0%	-1,5%
3.0 TD	-0,7%	-0,7%	0,5%	0,0%	0,0%	-0,7%
3.0 TDVE	61,8%	166,4%	206,4%	-	-	73,8%
Alta tensión	1,0%	0,6%	1,1%	1,4%	0,0%	1,0%
6.1 TD	-0,5%	0,6%	1,1%	1,4%	0,0%	-0,4%
6.1 TDVE	72,2%	-	-	-	-	72,2%
6.2 TD	2,6%	0,2%	1,4%	-	-	2,6%
6.3 TD	2,0%	1,4%	1,4%	-	-	2,0%
6.4 TD (1)	3,7%	1,4%	1,4%	-	-	3,7%
Total	0,0%	-0,8%	0,3%	0,5%	0,0%	-0,1%

Fuente: CNMC

Cuadro 8. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2024. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2023						Energía consumido por periodo horario (GWh). Año 2023					
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.203.069	146.322	145.320	146.568	20.541	20.555	20.562	25.900	23.147	37.440	4.735	1.808	14.395	104.048
2.0 TD	29.389.912	125.978	125.971	126.101					19.129	33.106				70.116
3.0 TD	810.884	20.228	19.233	20.351	20.425	20.439	20.446	25.783	4.015	4.330	4.731	1.807	14.386	33.908
3.0 TDVE	2.273	116	116	116	116	116	116	117	3	4	4	1	10	25
Alta tensión	116.723	28.490	27.296	28.470	29.349	29.661	29.865	40.873	10.649	13.129	14.861	6.169	56.062	114.403
6.1 TD	111.091	18.003	17.339	18.032	18.396	18.569	18.652	26.487	6.643	8.003	8.907	3.580	30.306	65.672
6.1 TDVE	32	15	14	14	14	14	14	30	1	1	1	0	2	5
6.2 TD	3.887	4.620	4.482	4.631	4.719	4.753	4.792	6.189	1.957	2.480	2.828	1.198	10.889	21.932
6.3 TD	611	1.910	1.815	1.878	1.970	2.067	2.075	2.582	792	1.008	1.182	497	5.321	9.821
6.4 TD (1)	1.103	3.941	3.645	3.915	4.249	4.258	4.331	5.585	1.257	1.636	1.943	895	9.543	16.974
Total	30.319.792	174.812	172.616	175.038	49.890	50.216	50.427	66.773	33.796	50.569	19.597	7.977	70.457	218.451

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2024						Energía consumido por periodo horario (GWh). Año 2024					
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.382.110	147.227	146.225	147.469	20.716	20.730	20.737	26.106	22.829	36.943	4.704	1.796	14.306	102.794
2.0 TD	29.565.484	126.710	126.704	126.834					18.835	32.638				69.076
3.0 TD	813.330	20.341	19.345	20.458	20.539	20.554	20.561	25.929	3.989	4.298	4.697	1.794	14.290	33.674
3.0 TDVE	3.296	177	176	177	177	177	177	178	5	7	7	2	17	43
Alta tensión	116.961	28.721	27.517	28.701	29.587	29.901	30.107	41.220	10.726	13.233	15.015	6.245	56.694	115.546
6.1 TD	111.203	18.170	17.500	18.199	18.567	18.741	18.825	26.734	6.612	7.968	8.875	3.570	30.214	65.434
6.1 TDVE	44	22	21	21	21	21	21	46	1	1	1	0	3	8
6.2 TD	3.951	4.642	4.503	4.653	4.741	4.776	4.815	6.219	2.010	2.543	2.902	1.229	11.161	22.492
6.3 TD	616	1.916	1.820	1.883	1.976	2.073	2.081	2.590	809	1.028	1.205	507	5.425	10.017
6.4 TD (1)	1.147	3.971	3.673	3.945	4.281	4.291	4.364	5.631	1.294	1.693	2.032	939	9.890	17.595
Total	30.499.072	175.948	173.742	176.170	50.303	50.632	50.844	67.326	33.555	50.176	19.718	8.041	71.000	218.340

% variación 2024 sobre 2023														
	Nº clientes	Potencia facturada	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido por periodo horario					
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	-1,4%	-1,3%	-0,7%	-0,7%	-0,6%	-1,2%
2.0 TD	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%					-1,5%	-1,4%				-1,5%
3.0 TD	0,3%	0,6%	0,6%	0,5%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%
3.0 TDVE	45,0%	52,1%	52,1%	52,1%	52,1%	52,1%	52,1%	52,1%	78,9%	71,6%	68,4%	69,7%	75,1%	73,8%
Alta tensión	0,2%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,8%	1,0%	1,2%	1,1%	1,0%
6.1 TD	0,1%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	-0,5%	-0,4%	-0,4%	-0,3%	-0,3%	-0,4%
6.1 TDVE	36,4%	48,2%	48,1%	48,1%	48,1%	48,1%	48,1%	53,1%	73,1%	73,0%	71,7%	70,8%	71,8%	72,2%
6.2 TD	1,7%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	2,7%	2,5%	2,6%	2,7%	2,5%	2,6%
6.3 TD	0,9%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	2,2%	1,9%	1,9%	2,0%	1,9%	2,0%
6.4 TD (1)	4,0%	0,8%	0,7%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	3,0%	3,5%	4,6%	4,9%	3,6%	3,7%
Total	0,6%	0,7%	0,7%	0,6%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	-0,7%	-0,8%	0,6%	0,8%	0,8%	-0,1%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 9 se presenta la previsión para el cierre de 2024 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Análogamente a la previsión de cierre, la previsión de estas instalaciones para el ejercicio 2024 resulta de la agregación de la información trasladada por las empresas distribuidoras.

Cuadro 9. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red prevista para 2024

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (MWh). Año 2024						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	14.211	3.305	3.186	3.382	1.334	561	1.855	13.622
2.0 TDA	12.693	2.661	2.420	2.319	-	-	-	7.400
3.0 TDA	1.518	644	766	1.063	1.334	561	1.855	6.222
Alta tensión	17	10.685	12.648	7.220	8.666	3.704	37.838	80.762
6.1 TDA	13	3	6	6	10	6	13	44
6.2 TDA	3	4.220	4.913	2.563	3.870	1.721	12.587	29.874
6.3 TDA	1	6.462	7.728	4.652	4.787	1.977	25.238	50.844
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	14.229	13.990	15.833	10.602	10.000	4.264	39.693	94.384

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 10 se muestran las previsiones para el ejercicio 2024 de los clientes acogidos a autoconsumo, para cuya confección se ha tenido en cuenta tanto la información proporcionada por las empresas como la última información disponible aportada por el operador del sistema.

Cuadro 10. Previsión del número de suministros, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida para 2024

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	706.972	4.605.569	4.431.442	3.660.114	2.491.256	40,5%	1.942.259
2.0 TD	677.698	3.490.191	3.658.400	2.246.000	1.598.484	41,6%	1.716.742
3.0 TD	29.274	1.115.377	773.042	1.414.115	892.772	38,7%	225.517
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	4.993	1.727.492	3.280.848	7.686.459	8.825.866	53,5%	5.261.691
6.1 TD	4.779	1.307.883	1.750.376	4.542.997	5.608.032	55,2%	2.390.238
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	183	211.519	908.331	1.311.030	1.535.505	53,9%	1.594.172
6.3 TD	23	136.110	434.321	1.305.496	1.440.558	52,5%	674.752
6.4 TD	8	71.980	187.820	526.937	241.770	31,5%	602.529
Total	711.965	6.333.061	7.712.290	11.346.574	11.317.122	49,9%	7.203.951

Fuente: CNMC

5. RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN

Con fecha 5 de diciembre de 2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 5/2019, de 5 de diciembre¹⁶, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, y la Circular 6/2019, de 5 de diciembre¹⁷, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, ambas de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.g de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019. Estas Circulares fueron publicadas en el B.O.E. el día 19 de diciembre de 2019 y son continuistas con las metodologías anteriores, establecidas en el Real Decreto 1047/2013 y el Real Decreto 1048/2103, ambos de 27 de diciembre, respectivamente. El primer periodo de aplicación de la metodología de retribución recogida en las citadas circulares transcurre del 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2025.

Posteriormente, con fechas 18 de mayo y 29 de junio de 2020, el Tribunal Supremo dictó sendas Sentencias correspondientes al procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016¹⁸ y de la Orden IET/981/2016¹⁹ estimando parcialmente los recursos interpuestos por la Administración.

En relación con la distribución, y en cumplimiento de dicha sentencia, fue aprobada finalmente la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo²⁰. Dicha orden tendrá que ser modificada por el fallo de la Sentencia núm 1182/2023 del Tribunal supremo, en el que se estima parte del recurso contencioso

¹⁶ [Circular 5/2019, de 5 de diciembre](#), de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

¹⁷ [Circular 6/2019, de 5 de diciembre](#), de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica

¹⁸ [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

¹⁹ [Orden IET/981/2016, de 15 de junio](#), por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016

²⁰ [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.

administrativo número 699/2022, interpuesto por I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A (I-DE), contra la citada Orden TED/490/2022, de 31 de mayo. El contenido de dicha sentencia ya ha sido tenido en cuenta en esta propuesta para elaborar la previsión de la retribución del ejercicio 2020 y siguientes.

Posteriormente, fue aprobada 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 2019²¹. Dicha orden tendrá que ser igualmente modificada por el referido fallo de 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/749/2022, de 1 de junio. En la presente propuesta se han considerado los valores contenidos en la referida Orden TED/749/2022, de 27 de julio, respecto a las inversiones efectuadas en los ejercicios 2015 a 2017.

Por otro lado, la propuesta de resolución por la que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020 fue sometida a trámite de audiencia a principios del ejercicio 2023, estando previsto que para finales de este mismo ejercicio 2023 se realice un nuevo trámite de audiencia por parte de la CNMC.

Respecto a la actividad de transporte, fue aprobada la Orden TED/1311/2022, de 23 de diciembre²², 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 de junio.

²¹ [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.

⁴ [Orden TED/1311/2022, 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 de junio.

Con esa misma fecha, se aprobó la Orden TED/1343/2022, de 23 de diciembre²³, 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. Dicha orden establece los valores retributivos correspondientes a las instalaciones puestas en servicio entre los ejercicios 2015 a 2017, ambos inclusive, que han sido tenidos en cuenta en los cálculos efectuados en el presente informe.

En relación con la retribución de transporte del ejercicio 2020, con fecha 27 de julio de 2023, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha dictado Resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020. Los valores incluidos en dicha resolución se han tenido en cuenta en las previsiones incluidas en el presente informe. Respecto a la retribución del transporte para el ejercicio 2021, está previsto que a finales de este ejercicio 2023 se realice el trámite de audiencia de la resolución que la fije, así como su posible aprobación.

Igualmente, a lo largo del año 2024 se prevé que se apruebe la retribución de los ejercicios 2021 y 2022, de la actividad de distribución, y la retribución de los años 2022 y 2023 de la actividad de transporte.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone incorporar en la determinación de los peajes del ejercicio 2024 las mejores previsiones de las retribuciones, tanto de transporte como de distribución, para ejercicios sucesivos con base en las metodologías establecidas en las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

5.1. Retribución del transporte

Teniendo en cuenta la última retribución de la actividad del transporte aprobada, indicada en el apartado anterior, se ha llevado a cabo la mejor previsión del cálculo de las retribuciones desde el ejercicio 2021 hasta el 2026.

Los costes de inversión se obtienen por aplicación de los valores unitarios de referencia aprobados por la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, al inventario de instalaciones que han remitido dichas empresas, así como el valor real auditado declarado por las mismas, mientras que los costes de operación y mantenimiento se obtienen por aplicación de los valores unitarios de operación

²³ [Orden TED/1343/2022, 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

y mantenimiento fijados en la Circular 7/2019, todo ello de acuerdo con lo establecido en la Circular 5/2019.

Para el ejercicio 2021 se han considerado las instalaciones puestas en servicio en el ejercicio 2019, declaradas por las empresas transportistas con base a las *Resolución por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas propietarias de instalaciones de transporte de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de transporte de energía eléctrica*. Para los ejercicios 2022, 2023 y 2024 se han considerado las declaraciones efectuadas por las empresas transportistas en base a lo establecido en la *Circular informativa 4/2021, de 5 de mayo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad*. Por otro lado, para la retribución de los ejercicios 2025 y 2026 se ha considerado la información de la Planificación de la Red de Transporte de Electricidad 2021-2026.

La tasa de retribución financiera aplicada es de 5,58%, conforme a la Circular 2/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, con la excepción del ejercicio 2020, para la que se aplica el 6,003%, conforme a la Disposición transitoria única de la citada Circular 2/2019. Dicha tasa de 5,58% ha sido la considerada en el ejercicio 2026, a pesar de que es el primer año del periodo regulatorio siguiente, dado que, en el momento de elaboración de este informe, no se dispone de mejor información.

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión de la retribución del transporte considerada en el cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2024 ascendería a **1.250.061 miles de euros**²⁴. Cabe destacar que a partir de dicho ejercicio dejan de percibir retribución las instalaciones puestas en servicio con

²⁴ Dicha cantidad no tiene incluido el ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades establecido en el artículo 18 de la Circular 5/2019.

anterioridad al ejercicio 1998, según lo establecido en la Resolución de la DGPEM de 29 de noviembre de 2022²⁵.

En el Cuadro 11 se muestra la mejor previsión de retribución de la actividad del transporte correspondiente a los ejercicios 2021 a 2026.

Cuadro 11. Retribución considerada para transporte

Ejercicio	Retribución del transporte (miles de €)
2021	1.495.401
2022	1.491.632
2023	1.485.907
2024	1.250.061
2025	1.302.661
2026	1.394.605

Fuente: CNMC

5.2. Retribución de la distribución

Teniendo en cuenta la última retribución de la actividad de distribución aprobada, establecida en la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, así como la sentencia del Tribunal Supremo antes indicada, se ha llevado a cabo la mejor previsión del cálculo de las retribuciones de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para los ejercicios 2020 a 2026.

²⁵ Resolución de la DGPEM de 29 de noviembre de 2022 por la que se aprueba un nuevo valor del término de retribución a la inversión que ha de emplearse en el cálculo del valor de inversión con derecho a la retribución a cargo del sistema de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1 de enero de 1998 y que a fecha 31 de diciembre del año 2014 aún continúen en servicio y sigan siendo titularidad de Red Eléctrica de España, SA, como consecuencia de la ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo n.º 892/2020 relativa al recurso contencioso-administrativo n.º 264/2018 planteado por la Abogacía del Estado respecto de las cuestiones que motivaron el Acuerdo de Consejo de Ministros que declaró la lesividad de la Orden IET/981/2016, de 15 de junio.

Respecto a la previsión de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2021, se ha estimado considerando las inversiones declaradas en el ejercicio 2019, en base a la *Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para elaborar una auditoría externa sobre las inversiones en instalaciones de distribución de energía eléctrica efectuadas durante el año 2019* y el inventario a 31 de diciembre de 2019, remitido en base a la *Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2020*.

En relación con la retribución para el ejercicio 2022, se ha tenido en cuenta la información remitida por las empresas de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 16 de junio de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la declaración de la información necesaria para el cálculo de la retribución de la actividad del ejercicio 2022.

Respecto a la retribución del ejercicio 2023, se ha considerado la información remitida por las empresas distribuidoras según lo establecido en la Circular informativa 8/2021²⁶. Dado que a la fecha de elaboración del presente informe no ha finalizado el plazo de entrega de la información correspondiente al ejercicio 2022 respecto a lo establecido en la referida Circular informativa 8/2021, para las previsiones relativas al ejercicio 2024 y posteriores, se ha considerado la información remitida por las empresas distribuidoras en los planes de inversión.

Los costes de inversión de las nuevas instalaciones puestas en servicio se han obtenido mediante los valores auditados o previstos declarados por las empresas distribuidoras, mientras que el valor del COMGES se obtiene a través de la evolución del mejor valor calculado para el ejercicio 2020. Como se ha señalado, la retribución de dicho ejercicio 2020, calculada conforme a lo establecido en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, se encuentra pendiente de aprobación.

²⁶ [Circular informativa 8/2021](#), de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad

En el caso de los incentivos, se ha incluido la mejor previsión para los incentivos a la reducción de pérdidas y fraude para los ejercicios 2020 y 2021. A partir del ejercicio 2022 desaparece el incentivo a la reducción del fraude, ya que se integra en el incentivo a la reducción de pérdidas. Dicho incentivo a la reducción de pérdidas para el ejercicio 2022, así como el incentivo para la mejora de la calidad para los ejercicios desde el 2020 al 2022 son neutros para el sistema, según la metodología establecida en la Circular 6/2019, por lo cual no tienen efectos económicos para el cálculo de los peajes.

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión de la retribución de la distribución considerada en el cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2024 ascendería a **5.609.691 miles de euros**²⁷.

Conforme a lo anterior, en el Cuadro 12 se refleja la previsión de retribución de la actividad de distribución para el periodo comprendido entre 2021 y 2026.

Cuadro 12. Retribución considerada para distribución

Ejercicio	Retribución provisional de la distribución (miles de €)
2021	5.242.890
2022	5.285.518
2023	5.411.919
2024	5.609.691
2025	5.854.565
2026	6.015.001

Fuente: CNMC

²⁷ Dicha cantidad no tiene incluido el ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades establecido en el artículo 28 de la Circular 6/2019

5.3. Desvíos de ejercicios anteriores

Conforme al artículo 5 de la Circular 3/2020, en la determinación de los peajes de transporte y distribución se tendrán en cuenta, en su caso, 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 la actividad de transporte correspondientes a ejercicios anteriores no 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 provisional 14 del ejercicio n-2.

A la fecha de elaboración de esta resolución, se dispone de la liquidación definitiva del ejercicio 2022, por lo que procede incorporar los desvíos registrados en la misma.

En el Cuadro 13 se compara la previsión de ingresos y costes implícitas en la Resolución de peajes y la Orden de cargos del ejercicio 2022 con el resultado de la liquidación definitiva del ejercicio 2022²⁸. En la Liquidación definitiva del ejercicio 2022 se ha registrado un superávit de 6.190 M€, de los cuales 252,7 M€ corresponden a la actividad del transporte, 983,6 M€ corresponden a la actividad de distribución y el resto, 4.953,8 M€, corresponde a cargos. Cabe señalar que el resultado de la liquidación definitiva del ejercicio 2022 incorpora el superávit de la liquidación definitiva del ejercicio 2021, superávit que ya se tuvo en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2023²⁹, por lo que no procede su incorporación en la determinación de los peajes del ejercicio 2024.

²⁸ 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/listado/expedientes_energia_liquidaciones/block/250/12777.

²⁹ 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 electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 (disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4475682.pdf>).

Cuadro 13. Comparación de los ingresos y costes previstos para el ejercicio 2022 con el resultado de la liquidación definitiva 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
Retribución T&D (miles €) (A)	1.501.609	5.255.587	9.546.060	16.303.256	1.550.050	5.217.940	7.151.100	13.919.089	48.441	- 37.647	- 2.394.961	- 2.384.167
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		5.211.879		5.211.879	-	-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 interrumpibilidad			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
Ingresos (miles €) (B)	1.502.416	5.258.653	4.500.726	11.261.795	1.398.504	5.603.279	3.248.262	10.250.045	- 103.912	344.627	- 1.252.464	- 1.011.750
Ingresos por peajes de transporte y distribución	1.502.416	5.258.653	-	6.761.069	1.398.102	5.601.418	-	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 (1)				-	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				-	-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	402	1.861		821
Ingresos art. 17 RD 216/2014			9.489	9.489			63.042	63.042				53.553
Ingresos externos a peajes y cargos (miles €) (B)	-	-	5.197.687	5.197.687	162.716	190.297	8.178.682	8.531.694	162.716	190.297	2.980.995	3.334.007
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 6/2022 (2)			-	-	137.147	87.853		225.000	137.147	87.853		225.000
Ingresos por art. 7 RDL 18/2022 (3)			-	-	25.569	102.444		187.400	25.569	102.444		187.400
Ingresos por art. 6 RDL 20/2022 (4)			-	-	-	-	2.000.000	2.000.000	-	-	2.000.000	2.000.000
Ingresos minoración retribución producción			-	-			370.430	370.430	-	-	370.430	370.430
Déficit (-) / superávit (+) del ejercicio (miles €) (C) = (B) - (A)	807	3.065	152.353	156.226	11.170	575.636	4.275.844	4.862.650	10.363	572.571	4.123.491	4.706.424
Otros costes (-) o ingresos (+) liquidables (miles €) (D)	-	-	- 150.000	- 150.000	241.587	407.927	677.993	1.327.507	241.587	407.927	827.993	1.477.507
Otros 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
Déficit (-) / superávit (+) de Liquidación definitiva 2022 (miles €) (E) = (C) + (D)	807	3.065	2.353	6.226	252.757	983.563	4.953.836	6.190.156	251.949	980.498	4.951.483	6.183.931

Notas:

- (1) En la determinación de los peajes no se consideran los ingresos por energía reactiva y excesos de potencia del propio ejercicio
- (2) Compensación por el descuento de peajes de transporte y distribución a consumidores electro intensivos.
- (3) Compensación por las medidas de flexibilidad en los contratos de energía eléctrica.
- (4) Aportación extraordinaria al sector eléctrico para compensar los gastos y garantizar el equilibrio del sistema eléctrico.

Fuente: CNMC, Liquidación definitiva 2022

En el Cuadro 14 se muestran los desvíos que resultan de la liquidación definitiva del ejercicio 2022, una vez deducido el superávit de la liquidación definitiva del ejercicio 2021. Se observa que, en el caso del transporte, la mayor parte del desvío se debe a la actualización de la retribución de ejercicios anteriores a 2022, mientras que, en el caso de la distribución, el desvío se debe principalmente a la incorporación de los ingresos procedentes de la facturación por excesos de potencia y energía reactiva³⁰.

Cuadro 14. Desvíos registrados en la Liquidación definitiva de 2022, excluido el superávit de la Liquidación definitiva de 2021

Desvíos (miles €)	Transporte	Distribución	Total
Desvíos del ejercicio 2022	10.363	572.571	582.933
Ingresos por peajes	58.803	534.923	593.727
Retribución de la actividad	48.441	- 37.647	10.793
Desvíos ejercicios anteriores	197.634	126.603	324.237
Ingresos por peajes	16.903	32.215	49.117
Retribución de la actividad	- 180.732	- 94.388	- 275.120
Desvíos a considerar en peajes 2024	207.997	699.173	907.170

Fuente: CNMC

Respecto de 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 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

³⁰ Al respecto se indica que en la determinación de los peajes de un ejercicio no se tienen en cuenta los ingresos por facturación de excesos de potencia y energía reactiva del propio ejercicio, ya que en caso de que los consumidores contrataran adecuadamente su potencia y cumplieran con los rangos de factor de potencia exigidos, los ingresos por peajes resultarían insuficientes para cubrir la retribución reconocida.

singulares con características técnicas especiales. 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€³¹.

Cuadro 15. 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	
TOTAL	88.349	122.209	33.860

Fuente: CNMC

En consecuencia, en los peajes del ejercicio 2024 cabría tener en cuenta los desvíos del propio ejercicio 2022, excluido el desvío de las rentas de congestión, y el desvío de ejercicios anteriores (véase Cuadro 16).

³¹ 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.

Cuadro 16. 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
Desvíos del ejercicio 2022 (miles €)	- 17.813	572.571
Ingresos	30.627	534.923
Retribución	48.441	- 37.647
Desvíos ejercicios anteriores (miles €)	197.634	126.603
Ingresos	16.903	32.215
Retribución	- 180.732	- 94.388
Desvíos a considerar en peajes 2024 (miles €)	179.821	699.173
Ingresos	47.530	567.138
Retribución	- 132.291	- 132.036

Fuente: CNMC

5.4. Análisis de la suficiencia de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2023

Si bien conforme a la Circular 3/2020 no procede la incorporación de desvíos correspondientes al ejercicio 2024, se considera necesario analizar la suficiencia de los peajes de transporte y distribución para cubrir los costes previstos para el ejercicio.

Respecto a los desvíos en **la retribución**, la resolución de peajes de 2023 incorporó las mejores previsiones de las retribuciones de transporte y distribución para el ejercicio 2023 determinadas con base en las metodologías establecidas en las Circulares 5/2019 y 6/2019, respectivamente.

No obstante, 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 establece en el resuelve primero que se liquidará provisionalmente con la última retribución aprobada. El pasado 7 de agosto, fue publicada en el Boletín Oficial del Estado 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.

Por otra parte, 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 distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2023, establece en su resuelve primero que, en tanto no se establezca la retribución del ejercicio conforme a la Circular 6/2019, se liquidará provisionalmente la retribución aprobada en la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, correspondiente al año 2019, o, en su caso, la última retribución aprobada.

En consecuencia, en las liquidaciones provisionales del ejercicio 2023 se está liquidando provisionalmente a la actividad del transporte la retribución correspondiente al ejercicio 2020 y a la actividad de la distribución la retribución correspondiente al ejercicio 2019.

A la fecha de elaboración de la presente resolución, se han aprobado las retribuciones de la actividad del transporte de los ejercicios 2016 a 2020, ambos inclusive, y la retribución de la actividad de distribución de los ejercicios 2016 a 2019, ambos inclusive, estando pendientes de aprobación la retribución del transporte para los ejercicios 2021, 2022 y 2023 y la retribución de la distribución

de los ejercicios 2020, 2021, 2022 y 2023, conforme a las metodologías de las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

Por otra parte, como se ha indicado, en cumplimiento de la STS núm 1182/2023 relativa al recurso contencioso administrativo interpuesto I-DE frente a la Orden TED/490/2022, se deberá proceder a la actualización de la retribución de la distribución de los ejercicios 2016 a 2019. Al respecto cabe señalar que la citada STS dispone que la Administración debe establecer la nueva retribución en el plazo de un mes. En este sentido, cabe destacar que, según la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, en los ámbitos afectados por la distribución de funciones a la CNMC, los procedimientos que hubieran sido iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de dicho Real Decreto-ley se sustanciarán de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente en el momento en que se iniciaron, siendo por tanto competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la aprobación de la retribución actualizada para los ejercicios 2016 a 2019.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, la suficiencia de los peajes del ejercicio 2023 dependerá del momento en que se vayan aprobando las retribuciones definitivas del transporte y la distribución de los ejercicios pendientes.

En el Cuadro 17 muestran los desvíos que se registrarían en la retribución del transporte y distribución del ejercicio 2023, 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 recurso I-DE, se aprobaran con anterioridad a la Liquidación definitiva de 2023 (esto es, antes de diciembre de 2024).

Se observa que la retribución de redes resulta un 1,6% superior a la inicialmente prevista para el ejercicio, si bien, como consecuencia de la incorporación de los desvíos, la retribución del transporte resulta inferior en 364 M€ a la inicialmente prevista, mientras que la retribución de la distribución resulta 472 M€ superior a la inicialmente prevista.

Cuadro 17. Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2023 y previsión de retribución de la Liquidación definitiva de 2023

	Previsión inicial (A)	Liquidación definitiva 2023 (B)	(B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Retribución ejercicio 2023 (A)	6.881.601	6.897.826	16.225	0,2%
Transporte	1.492.937	1.485.907	- 7.030	-0,5%
Distribución	5.388.663	5.411.919	23.255	0,4%
Desvíos de ejercicios anteriores (B)	- 92.562	- 422	92.139	-99,5%
Transporte	-	- 357.203	- 357.203	n.a.
Retribución 2020		- 176.717	- 176.717	n.a.
Retribución 2021		- 180.486	- 180.486	n.a.
Distribución	- 92.562	356.780	449.342	-485,5%
Retribución 2016	- 13.937	70.857	84.794	-608,4%
Retribución 2017	- 15.883	18.331		-215,4%
Retribución 2018	- 12.036	22.178		-284,3%
Retribución 2019	- 11.618	22.595		-294,5%
Retribución 2020		67.588	67.588	n.a.
Retribución 2021	- 39.088	81.592	120.680	-308,7%
Retribución 2022		73.640		n.a.
Total (A) + (B)	6.789.039	6.897.403	108.365	1,6%
Transporte	1.492.937	1.128.704	- 364.233	-24,4%
Distribución	5.296.102	5.768.699	472.598	8,9%

Fuente: CNMC

Respecto de los **ingresos por peajes de transporte y distribución**, en el Cuadro 18 se muestran las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos para el ejercicio 2023 y los ingresos que resultan de facturar el escenario previsto para el cierre del ejercicio a los precios de la Resolución de peajes de 2023. Se observa que los ingresos por peajes de transporte y distribución previstos para el cierre del ejercicio 2023 son 58,3 M€ superiores a los inicialmente previstos para el ejercicio, motivado, fundamentalmente, porque las potencias previstas para el cierre del ejercicio, con carácter general, se prevén superiores a las inicialmente previstas inicialmente para el ejercicio. En particular, los ingresos de peajes de transporte y distribución se estiman 24,5 M€ y 33,8 M€ superiores a los inicialmente previstos para el ejercicio.

Asimismo, los ingresos esperados en las conexiones internacionales y los ingresos por fraude resultan 146,8 M€ y 2,0 M€, respectivamente, superiores a los inicialmente previstos para 2023.

Por último, los ingresos procedentes de la facturación por energía reactiva y excesos de potencia, no considerados en la determinación de los peajes del ejercicio³², se estiman en 92 M€ y 492 M€, respectivamente.

Teniendo en cuenta la totalidad de los ingresos, se estima que los ingresos de transporte superarán en 191 M€ y los ingresos de distribución superarán en 603 M€ a los previstos inicialmente para el ejercicio.

Cabe señalar que de los 191 M€ de desvío estimado para la actividad de transporte, 136 M€ corresponden a desvíos en las rentas de congestión con Francia y que, como se ha indicado, este desvío se destinará a la financiación de la interconexión con Francia a través del Golfo de Vizcaya. Por tanto, en la determinación de los peajes únicamente se considerarían el desvío registrado en el resto de los conceptos (esto es, 54,3 M€).

³² En la determinación de los peajes de cada ejercicio se incorporan los ingresos procedentes de la facturación de energía reactiva y excesos de potencia de ejercicios anteriores como desvío de ingresos.

Cuadro 18. Ingresos por peajes de transporte y distribución previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes 2023 e ingresos estimados para el cierre de 2023

Peaje T&D	Previsión inicial 2023 (Resolución 15 de diciembre 2022) (A)						Previsión de cierre CNMC 2023						Diferencia (B) - (A)					
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)
Baja Tensión	30.071.321	144.603	107.928	735.371	3.946.857	4.682.228	30.203.069	146.322	104.048	734.453	3.949.494	4.683.947	131.748	1.719	- 3.880	- 918	2.637	1.719
2.0 TD	29.263.674	124.633	72.625	601.480	3.310.910	3.912.390	29.389.912	125.978	70.116	600.939	3.308.004	3.908.943	126.238	1.345	- 2.510	- 541	- 2.906	- 3.446
3.0 TD	806.346	19.728	35.267	133.469	633.807	767.276	810.884	20.228	33.908	133.278	640.824	774.102	4.538	500	- 1.360	- 191	7.017	6.826
3.0 TDVE	1.301	242	35	422	2.141	2.562	2.273	116	25	235	666	901	972	- 126	- 10	- 187	- 1.475	- 1.661
Alta Tensión	121.318	26.498	122.383	583.130	1.103.376	1.686.506	116.723	28.490	114.403	608.517	1.134.585	1.743.103	- 4.595	1.992	- 7.980	25.388	31.209	56.597
6.1 TD	115.789	17.126	70.180	342.869	939.817	1.282.685	111.091	18.003	65.672	350.806	960.562	1.311.369	- 4.698	877	- 4.508	7.938	20.746	28.683
6.1 TDVE	36	6	26	281	574	855	32	15	5	189	280	469	- 4	9	- 21	- 92	- 294	- 386
6.2 TD	3.956	4.104	22.604	86.670	128.086	214.756	3.887	4.620	21.932	94.091	139.150	233.241	- 69	517	- 672	7.421	11.064	18.485
6.3 TD	600	1.852	11.195	41.460	34.899	76.360	611	1.910	9.821	41.150	34.593	75.743	11	58	- 1.373	- 310	- 307	- 617
6.4 TD	937	3.410	18.380	111.850	-	111.850	1.103	3.941	16.974	122.281	-	122.281	166	532	- 1.406	10.432	-	10.432
Ingresos peajes (A)	30.192.639	171.101	230.311	1.318.500	5.050.234	6.368.734	30.319.792	174.812	218.451	1.342.970	5.084.079	6.427.049	127.153	3.711	- 11.860	24.470	33.846	58.315
Ingresos reactiva, excesos e interconexiones (B)				130.040	-	130.040				296.275	569.127	865.403				166.235	569.127	735.363
Reactiva (1)										2.103	91.989	94.093				2.103	91.989	94.093
Excesos de Potencia (1)										16.969	475.543	492.512				16.969	475.543	492.512
Ingresos interconexiones (2)				130.040		130.040				276.842	-	276.842				146.803	-	146.803
Ingresos peajes 6.5				10.793		10.793				20.615	-	20.615				9.822	-	9.822
Ingresos acuerdos ITC				- 574		- 574				-	-	-				574	-	574
Ingresos rentas de congestión Francia (2) (3)				116.345		116.345				252.715	-	252.715				136.369	-	136.369
Ingresos rentas de congestión con Portugal (2)				3.476		3.476				3.513	-	3.513				37	-	37
Ingresos por fraude										361	1.595	1.956				361	1.595	1.956
Ingresos totales (A) + (B)				1.448.540	5.050.234	6.498.774				1.639.245	5.653.207	7.292.452				190.705	602.973	793.678

Notas:

- (5) En la determinación de los peajes no se consideran los ingresos por energía reactiva y excesos de potencia del propio ejercicio
- (6) La previsión inicial por rentas de congestión se corresponde con las registradas en el periodo agosto 2021-julio 2022. Para desagregar la previsión inicial de rentas de congestión entre Francia y Portugal se han tomado las rentas realmente registradas con cada país en ese mismo periodo.
- (7) El desvío de las rentas de congestión con Francia se destinará a la financiación de la interconexión del Golfo de Vizcaya y, por tanto, no será considerado en la determinación de los peajes.

Fuente: CNMC, Resolución de peajes 2023 y previsión de cierre del ejercicio 2023

Adicionalmente, en la determinación de los peajes, además de los desvíos de retribución, se incorporan los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores. De esta manera, en la determinación de los peajes del ejercicio 2023 se tuvo en cuenta el superávit de ingresos registrados en la Liquidación definitiva del ejercicio 2021 (44 M€ en el caso del transporte y 242 M€ en el caso de la distribución).

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 19 se analiza la suficiencia de ingresos de los peajes de transporte y distribución de la Resolución de peajes de 2023 para cubrir la retribución de las actividades del transporte y distribución previstas para el ejercicio 2023.

Se observa que los ingresos por peajes de transporte y distribución serían insuficientes para cubrir la retribución reconocida para el ejercicio, sin considerar desvíos de ejercicios anteriores ni facturación por excesos de potencia, energía reactiva e ingresos de las interconexiones.

En el caso de incorporar los desvíos de la retribución e ingresos de ejercicios anteriores y la facturación por excesos de potencia y energía reactiva y el desvío de ingresos en las interconexiones, se produciría un superávit de ingresos de transporte y distribución de 419 M€ y 223 M€, respectivamente, motivado por la incorporación de desvíos de ejercicios anteriores en el caso de la actividad de transporte y por la incorporación de la facturación de excesos de potencia y energía reactiva en el caso de la actividad de distribución, parcialmente compensado por los desvíos de la retribución de la distribución.

Cuadro 19. Análisis de la suficiencia de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2023.

	Previsión inicial 2023 (Resolución 15 de diciembre 2022) (A)			Previsión Liquidación definitiva 2023 (B)			Diferencia (B) - (A)		
	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
Retribución (miles €) (A)	1.448.985	5.053.865	6.502.850	1.084.752	5.433.901	6.518.652	- 364.233	380.036	15.803
Retribución del ejercicio	1.492.937	5.388.663	6.881.601	1.485.907	5.411.919	6.897.826	- 7.030	23.255	16.225
Desvíos de ejercicios anteriores	- 43.952	- 334.799	- 378.751	- 401.155	21.982	- 379.173	- 357.203	356.780	- 422
Desvíos de retribución	-	- 92.562	- 92.562	- 357.203	264.218	- 92.984	- 357.203	356.780	- 422
Desvíos de ingresos	- 43.952	- 242.237	- 286.189	- 43.952	- 242.237	- 286.189	-	-	-
Ingresos (miles €) (B)	1.448.540	5.050.234	6.498.774	1.502.876	5.653.207	7.156.083	54.335	602.973	657.309
Peajes de redes	1.318.500	5.050.234	6.368.734	1.342.970	5.084.079	6.427.049	24.470	33.846	58.315
Reactiva (1)	-	-	-	2.103	91.989	94.093	2.103	91.989	94.093
Excesos de Potencia (1)	-	-	-	16.969	475.543	492.512	16.969	475.543	492.512
Ingresos interconexiones (2)	130.040	-	130.040	140.473	-	140.473	10.433	-	10.433
Ingresos por fraude	-	-	-	361	1.595	1.956	361	1.595	1.956
Déficit (-) / superávit (+) de ingresos (miles €) (B) - (A)	- 444	- 3.631	- 4.076	418.124	219.306	637.430	418.568	222.938	641.506

- (1) En la determinación de los peajes no se consideran los ingresos por energía reactiva y excesos de potencia del propio ejercicio.
- (2) Se excluye el desvío de las rentas de congestión con Francia.

Fuente: CNMC, Resolución de peajes 2023 y previsión de cierre del ejercicio 2023

5.5. Propuesta de tratamiento de los desvíos de ejercicios anteriores

Como se muestra en el epígrafe 5.3, en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 se registran desvíos positivos para las actividades del transporte y la distribución de 207 M€ y 699 M€, respectivamente.

Asimismo, como se detalla en el epígrafe 5.4, se esperan desvíos también positivos para la liquidación definitiva del ejercicio 2023 (estimados en 419 M€ para la actividad del transporte y 223 M€ para la actividad de distribución), que habrán de ser considerados en la determinación de los peajes del ejercicio 2025. Si bien, como se ha señalado, el impacto de los desvíos dependerá del momento en que se vayan aprobando las retribuciones pendientes del transporte y la distribución.

Con objeto de valorar mínimamente el impacto de los desvíos de retribución derivado de las sucesivas actualizaciones de las retribuciones del transporte y la distribución, en el Cuadro 20 se muestra cual hubiera sido la variación de los peajes de los ejercicios 2024, 2025 y 2026, si no se hubieran producido desvíos en la retribución de las actividades del transporte y la distribución, mientras que en el Cuadro 21 se muestra la variación de peajes que resulta para estos mismos

ejercicios de la incorporación de los desvíos registrados en la liquidación definitiva de ejercicio 2022 y el previsto para liquidación definitiva de 2023 sobre la evolución de los peajes de los ejercicios 2024, 2025 y 2026, considerando las variables de facturación previstas para el ejercicio 2024³³.

Se observa que, la variación de los peajes en ausencia de desvíos de retribución de ejercicios anteriores es más estable que con la incorporación de la totalidad de los desvíos. Si bien los peajes de los consumidores conectados en transporte se reducen sustancialmente en el ejercicio 2024 como consecuencia de la salida de la base de retribución de activos de las instalaciones con puesta en servicio anterior a 1998.

En el caso de incorporar, además de los desvíos de ingresos, los desvíos de retribución de ejercicios anteriores, la facturación de peajes se reduciría, con carácter general³⁴, en el ejercicio 2024, para volver a aumentar en 2025, con la excepción de los peajes de los consumidores acogidos a los peajes 6.3 TD y 6.4 TD, que se reducirían también en el ejercicio 2025, para experimentar un incremento muy relevante en 2026. En particular, en el ejercicio 2025 los peajes de los consumidores conectados a baja tensión experimentarían incrementos cercanos al 10% y los conectados en media tensión experimentarían incrementos superiores al 7%, mientras que en 2026³⁵ los aumentos más significativos afectarían a los peajes de los consumidores conectados en la red alta tensión, por el peso que tiene en sus peajes la retribución del transporte, con incrementos particularmente elevados para los consumidores conectados en transporte (peaje 6.4 TD).

³³ Se considera el mismo escenario de demanda para todos los ejercicios con objeto de aislar el impacto sobre la variación de precios de los desvíos.

³⁴ La facturación media de los consumidores acogidos a los peajes 6.1 TD y 6.3 TD aumentan debido a que la demanda prevista para estos colectivos se reduce sustancialmente respecto de la implícita en la determinación de los peajes del ejercicio 2023.

³⁵ 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.

Cuadro 20. Determinación de los peajes del periodo 2024-2026 sin considerar los desvíos registrados en la retribución del transporte y la distribución de ejercicios anteriores

	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
Retribución del transporte (miles €)	1.318.945	1.183.148	-10,3%	1.228.943	3,9%	1.362.246	10,8%
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	
Desvíos de ejercicios anteriores	- 43.952	- 47.530	8,1%	- 54.335	14,3%	- 12.976	
Retribución	n.a.	-		-			
Retribución 2016-2019	n.a.						
Retribución 2020	n.a.						
Retribución 2021	n.a.						
Retribución 2022	n.a.						
Retribución 2023	n.a.						
Ingresos peajes	7.982	- 41.846		- 43.902		- 12.976	
Ingresos ITC	- 51.934	- 5.684		- 10.433			
Retribución de la distribución (miles €)	5.053.865	5.042.553	-0,2%	5.251.592	4,1%	5.539.874	5,5%
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	- 567.138	69,4%	- 602.973	6,3%	- 475.126	-21,2%
Retribución	- 92.562	-		-		-	
Retribución 2016-2019	- 53.474						
Retribución 2020	- 39.088						
Retribución 2021							
Retribución 2022							
Retribución 2023							
Ingresos peajes (1)	- 242.237	- 567.138		- 602.973		- 475.126	
Total retribución T&D	6.372.810	6.225.701	-2,3%	6.480.535	4,1%	6.902.121	6,5%



Grupo tarifario	2023 (1)	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
2.0 TD	56,63	55,12	-2,7%	57,39	4,1%	60,96	6,2%
3.0 TD	23,16	22,61	-2,4%	23,54	4,1%	25,03	6,3%
6.1 TD	20,17	19,41	-3,8%	20,20	4,1%	21,57	6,8%
6.2 TD	10,48	9,28	-11,4%	9,66	4,0%	10,38	7,5%
6.3 TD	7,62	7,37	-3,3%	7,67	4,0%	8,30	8,2%
6.4 TD	7,05	5,86	-16,9%	6,08	3,9%	6,74	10,8%
Total	29,54	28,51	-3,5%	29,68	4,1%	31,61	6,5%

Nota:

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

Fuente: CNMC

Cuadro 21. Impacto de la actualización de la retribución del transporte y la distribución del periodo 2016-2023 en la determinación de los peajes del periodo 2024-2026

	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
Retribución del transporte (miles €)	1.318.945	1.050.857	-20,3%	864.710	-17,7%	1.362.246	57,5%
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	0,0%	- 19.382	0,0%
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		- 176.717			
Retribución 2021	n.a.	- 37.880		- 180.486			
Retribución 2022	n.a.	48.441					
Retribución 2023	n.a.			- 7.030			
Ingresos peajes	7.982	- 41.846		- 43.902		- 12.976	
Ingresos ITC	- 51.934	- 5.684		- 10.433			
Retribución de la distribución (miles €)	5.053.865	4.910.517	-2,8%	5.631.627	14,7%	5.539.874	-1,6%
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	- 699.173	108,8%	- 222.938	-68,1%	- 475.126	113%
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	- 242.237	- 567.138		- 602.973		- 475.126	
Total retribución T&D	6.372.810	5.961.375	-6,5%	6.496.338	9,0%	6.902.121	6,2%



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%
Total	29,54	27,30	-7,6%	29,75	9,0%	31,61	6,2%

Nota:

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

Fuente: CNMC

Respecto de los **desvíos registrados en la distribución**, es relevante señalar que, a la fecha de elaboración de la presente memoria, están pendientes de resolución los recursos presentados por Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U. y Viesgo Distribución, S.L frente a la citada Orden TED/490/2022, de 31 de mayo.

Asimismo, es igualmente importante señalar que también está recurrida la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019.

Teniendo en cuenta las anteriores circunstancias no previstas en el momento de elaboración de la Circular, para este ejercicio se propone incorporar en la determinación de los peajes de transporte del ejercicio 2024 la totalidad de los desvíos de ingresos registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 y posponer la incorporación de desvíos de la retribución a ejercicios posteriores, para desacoplar el impacto de los desvíos de la salida de la base de activos de las instalaciones anteriores a 1998. Asimismo, se propone incorporar en la determinación de los peajes de distribución del ejercicio 2024 la totalidad de los desvíos de retribución registrados en la liquidación definitiva de 2022 y el 50% de los desvíos de distribución registrados en los ingresos, posponiendo la imputación del resto del desvío de ingresos a los ejercicios 2025 y 2026, con objeto de compensar, al menos en parte, el impacto de la STS relativo al recurso de I-DE contra la Orden TED/490/2022.

En coherencia con la propuesta de modificación de la Circular 3/2020, se propone incorporar en la determinación de los peajes de transporte del ejercicio 2024 la totalidad de los desvíos de ingresos registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 y posponer la incorporación de desvíos de la retribución a ejercicios posteriores, para desacoplar el impacto de los desvíos de la salida de la base de activos de las instalaciones anteriores a 1998. Asimismo, se propone incorporar en la determinación de los peajes de distribución del ejercicio 2024 la totalidad de los desvíos de retribución registrados en la liquidación definitiva de 2022 y el 50% de los desvíos de distribución registrados en los ingresos, posponiendo la imputación del resto del desvío de ingresos a los ejercicios 2025 y 2026, con objeto de compensar, al menos en parte, el impacto de la STS relativo al recurso de I-DE contra la Orden TED/490/2022.

A efectos meramente ilustrativos, en el Cuadro 22 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.

Cuadro 22. Ejemplo del impacto de la laminación en la determinación de los peajes del periodo 2024-2026

	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
Retribución del transporte (miles €)	1.318.945	1.183.148	-10,3%	1.154.464	-2,4%	1.163.637	0,8%
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			
Retribución de la distribución (miles €)	5.053.865	5.194.086	2,8%	5.404.772	4,1%	5.483.161	1,5%
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%
Total retribución T&D	6.372.810	6.377.235	0,1%	6.559.237	2,9%	6.646.797	1,3%



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%
Total	29,54	29,21	-1,1%	30,04	2,9%	30,44	1,3%

Nota:

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

Fuente: CNMC

6. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

6.1. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución

Los peajes de transporte y distribución deben recuperar tanto la retribución del propio ejercicio como los desvíos de ejercicios anteriores. A continuación, se detalla la determinación de la retribución del transporte y la distribución que se asigna a los peajes de transporte y distribución de los consumidores para 2024.

6.1.1. Determinación de la retribución que se asigna a los peajes de transporte en 2023

La retribución del transporte que se asigna a los peajes de transporte de los consumidores incluye la retribución del propio ejercicio, minorada por la previsión de ingresos o pagos resultantes del transporte intracomunitario y de las conexiones internacionales previstos para 2024, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones, así como los desvíos de ejercicios anteriores.

$$CT_n = R_{T,n} \pm TSO_n \pm D_T$$

Retribución del transporte ($R_{T,n}$)

La retribución provisional estimada para el ejercicio 2024, según las hipótesis detalladas en el apartado 5.1, asciende a 1.250.061 miles de euros.

Otros ingresos o pagos de transporte intracomunitarios (TSO_n)

Los ingresos o pagos que resultan del transporte intracomunitario incluyen las compensaciones entre TSOs, las rentas de congestión y ingresos procedentes de la aplicación de peajes al intercambio de energía con países no comunitarios.

Para el ejercicio 2024 no se prevén compensaciones entre TSOs, mientras que los ingresos procedentes de las rentas de gestión de congestión previstas para 2024 se estiman en 256.228 miles de euros, de las cuales 3.513 miles de euros corresponden a la interconexión con Portugal y 252.714 miles de euros corresponden a la interconexión con Francia. Los ingresos previstos por este concepto se han estimado considerando que se mantienen los ingresos registrados en el periodo comprendido entre julio de 2022 y junio de 2023, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

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 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 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 (para mayor detalle véase epígrafe 7.2), por lo que en la determinación de los peajes únicamente se tienen en cuentas las rentas de congestión de la interconexión con Portugal.

Los ingresos procedentes de la aplicación de los peajes a los intercambios de energía con países no comunitarios son el resultado de facturar la previsión de intercambios con países no comunitarios del Operador del Sistema (2.700 GWh) para el ejercicio 2024, suponiendo que las potencias contratadas por periodo y la estructura de consumos por periodo horario se corresponden con las realmente registradas en la base de datos de liquidaciones en el ejercicio 2022, a los precios de 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 electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023.

En el Cuadro 23 se presentan los ingresos o pagos de transporte intracomunitario previstos para el ejercicio 2024, cuyo importe se estima en 19.382 miles de euros.

Cuadro 23. Previsión de ingresos o pagos de transporte intracomunitarios para 2024

Otros ingresos o pagos de transporte a través de las conexiones internacionales (miles €)	19.382
Ingresos por peajes interconexiones	15.869
Ingresos y pagos ITC	-
Rentas de congestión interconexiones Portugal	3.513

Fuente: CNMC

Desvíos de ejercicios anteriores (D_T)

En la determinación de la retribución de transporte que debe imputarse a los peajes de transporte se incluirán, en su caso, la revisión de la retribución del transporte respecto de la inicialmente considerada en ejercicios anteriores, así como la diferencia entre los ingresos previstos y reales de los peajes y de los ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones.

Como se detalla en el epígrafe 5.3, los ingresos por peajes de transporte registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 han resultado superiores en 47.530 miles de euros a los previstos para el ejercicio, mientras que los desvíos de retribución registrados en la liquidación definitiva suponen un menor coste de 132.291 miles de euros. En consecuencia, los desvíos de ejercicios anteriores registrados en la liquidación definitiva de 2022 susceptibles de incorporación en los peajes del ejercicio 2024 asciende a 179.821 miles de euros.

No obstante, como se detalla en el epígrafe 5.5, se propone posponer la incorporación del desvío de la retribución a ejercicios posteriores, para desacoplar el impacto de los desvíos de la salida de la base de activos de la instalaciones anteriores a 1998.

En consecuencia, el coste de transporte a imputar en los peajes de transporte para el ejercicio 2024 asciende a 1.183.148 miles de euros (véase Cuadro 24).

Cuadro 24. Estimación del coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte en el ejercicio 2024

Retribución de transporte a recuperar por los peajes de transporte (miles €)	1.183.148
Retribución del transporte	1.250.061
± TSO	- 19.382
± Desvíos de ejercicios anteriores	- 47.530
Retribución definitiva ejercicios anteriores	
Ingresos por peajes de transporte	- 41.846
<i>Ingresos por peajes transporte</i>	- 24.602
<i>Energía reactiva</i>	- 2.011
<i>Excesos de potencia</i>	- 15.233
TSO	- 5.684

Fuente: CNMC

6.1.2. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de distribución en 2023

Análogamente a los peajes de transporte, los peajes de distribución de los consumidores incluyen en su cálculo la retribución provisional de la distribución prevista para 2024, incorporando, en su caso, los desvíos de retribución e ingresos ejercicios anteriores.

Retribución de la distribución ($R_{D,n}$)

La retribución provisional de la actividad de distribución prevista para 2024 asciende a 5.609.691 miles de euros. Este importe se corresponde con la retribución prevista para la actividad de distribución para el ejercicio 2023, estimada conforme a la metodología de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica (véase epígrafe 5.2).

Desvíos de ejercicios anteriores (D_D)

En la determinación de la retribución de la distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución del ejercicio 2024, se han de considerar los desvíos de retribución y de ingresos de peajes de ejercicios anteriores.

Como se detalla en el epígrafe 5.3, los ingresos por peajes de distribución registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 han resultado superiores en 567.138 miles de euros a los previstos para el ejercicio, mientras que los desvíos de retribución registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 suponen un menor coste de 132.036 miles de euros. Por tanto, procedería incorporar este desvío (699.173 miles de euros) en la determinación de los peajes del ejercicio 2024.

No obstante, de forma análoga a la actividad de transporte, se propone posponer la imputación de una parte de los desvíos (en concreto, el 50% del desvío registrado en los ingresos) a la determinación de los peajes del ejercicio 2025 con objeto de compensar el impacto de la STS relativo al recurso de I-DE contra la Orden TED/490/2022 (véase epígrafe 5.5).

En consecuencia, la retribución de la distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución asciende a 5.194.086 miles de euros (véase Cuadro 25).

Cuadro 25. Estimación del coste de distribución que se debe recuperar por los peajes de distribución en 2024

Retribución de la distribución a recuperar por peajes de distribución (miles €)	5.194.086
+ Retribución Distribución	5.609.691
± Desvíos de ejercicios anteriores	- 415.604
Revisión retribución ejercicios anteriores	- 132.036
Ingresos de peajes de distribución	- 283.569

Fuente: CNMC

6.2. Asignación de la retribución a los peajes de transporte y distribución

La metodología de asignación de la retribución del transporte y de la distribución a los correspondientes peajes consta de varias fases. En primer lugar, conforme a un criterio de causalidad, se asigna la retribución por nivel de tensión teniendo en cuenta el uso que de las redes hacen los distintos colectivos. En segundo lugar, teniendo en cuenta el principio de reflejo de costes, se asigna la retribución de cada nivel de tensión entre un término fijo y un término variable teniendo en cuenta las variables inductoras de los costes. Por último, se asigna la retribución de cada nivel de tensión y término de facturación por periodos horarios, a efectos de proporcionar señales de precios a los usuarios sobre el momento más adecuado para consumir. A continuación, se describe detalladamente el procedimiento de asignación.

6.2.1. Asignación de la retribución del transporte y de la distribución por niveles de tensión tarifarios

Conforme al artículo 8.2 y al punto 2 del Anexo I de la Circular 3/2020, los costes de transporte se corresponden con los costes del nivel de tensión tarifario NT4 (tensión superior a 145 kV), mientras que los costes de distribución se desglosan entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT3) aplicando los porcentajes establecidos en el punto 1 del Anexo II de la Circular 3/2020.

En el Cuadro 26 se recogen los porcentajes de reparto de la retribución del transporte y la distribución por nivel de tensión tarifario y la retribución que resulta de aplicar dichos porcentajes a la retribución de la actividad de distribución que debe recuperarse por los peajes de transporte y distribución de 2024.

Cuadro 26. Asignación de la retribución provisional del transporte y la distribución que se debe recuperar a través de los peajes de transporte y distribución por nivel de tensión tarifario. Porcentajes de reparto de costes de redes por niveles de tensión tarifarios.

	Retribución del transporte	Retribución de distribución			
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
Retribución de redes a recuperar por nivel de tensión tarifario (miles €)	1.183.148	493.438	603.033	2.107.241	1.990.374
% de coste sobre total	100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%

Fuente: CNMC

6.2.2. Asignación de la retribución del transporte y distribución de cada nivel de tensión a los términos de potencia y de energía

Conforme al punto 3 de artículo 8 de la Circular 3/2020, aplicando los porcentajes de reparto de los costes de transporte y distribución que debe recuperarse a través del término de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores por nivel de tensión tarifario, establecidos en el punto 2 del Anexo II, al coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión tarifario se obtiene la parte del coste de transporte y distribución de cada nivel tarifario que se asigna al término de potencia y de energía (véase Cuadro 27).

Cuadro 27. Asignación de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel tarifario al término de potencia y al término de energía

	Coste de transporte	Coste de distribución				Total
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	
Coste a recuperar por nivel de tensión tarifario (M€)	1.183.148	493.438	603.033	2.107.241	1.990.374	6.377.235
% de coste sobre total	100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%	



% de la retribución a recuperar a través del término de potencia	75%	75%	75%	75%	100%	82,8%
Retribución de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de potencia (miles €)	887.361	370.079	452.275	1.580.431	1.990.374	5.280.520
% de la retribución a recuperar a través del término de energía	25%	25%	25%	25%	0%	17,2%
Retribución de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de energía (miles €)	295.787	123.360	150.758	526.810	-	1.096.715

Fuente: CNMC

6.2.3. Asignación por periodo horario y término de facturación de la retribución de cada nivel de tensión

Conforme al artículo 8.4 de la Circular 3/2020, la retribución del transporte y la distribución que debe ser recuperado con cargo a los términos de potencia o energía de cada nivel de tensión i se asigna entre los distintos periodos horarios, teniendo en cuenta la participación de estos en la punta de la demanda de cada nivel de tensión i .

La curva de carga horaria de cada nivel de tensión se obtiene por agregación de las curvas de carga horarias de consumidores con telemedida aportadas por las empresas distribuidoras y ajustadas al consumo mensual por grupo tarifario y periodo registrado en la base de datos de liquidaciones. La participación de cada periodo en la punta se ha calculado con las curvas horarias del ejercicio 2022.

Conforme al punto 3 del Anexo II de la Circular 3/2020 el parámetro H tomará el valor de 2.000 horas el primer año de aplicación de la metodología y este valor se podrá ir reduciendo progresivamente a lo largo del periodo regulatorio hasta alcanzar 876 horas al final del periodo regulatorio. En la resolución de peajes del ejercicio 2023 el parámetro H tomó el valor de 1.600 horas.

Teniendo en cuenta la necesidad de alcanzar el valor de 876 horas al final del periodo regulatorio, conforme a lo establecido en el Anexo II.3 de la Circular 3/2020, y con objeto de mantener la señal de precios de los peajes de redes vigentes se propone reducir el valor del parámetro H a 1.200 horas, (véase Cuadro 28).

Cuadro 28. Distribución por periodo horario de las primeras 1.200 horas de la monótona de cada nivel de tensión correspondientes al ejercicio 2022

Periodo	Número de horas					% de participación de cada periodo en la punta				
	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	501	509	510	495	505	41,8%	42,4%	42,5%	41,3%	42,1%
2	314	330	364	322	328	26,2%	27,5%	30,3%	26,8%	27,3%
3	131	188	168	182	187	10,9%	15,7%	14,0%	15,2%	15,6%
4	116	148	142	156	153	9,7%	12,3%	11,8%	13,0%	12,8%
5	3	4	6	7	4	0,3%	0,3%	0,5%	0,6%	0,3%
6	135	21	10	38	23	11,3%	1,8%	0,8%	3,2%	1,9%
TOTAL	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNMC

La retribución que se debe recuperar por el término de potencia de cada periodo horario p de cada nivel tarifario i se obtiene de multiplicar la retribución que se debe recuperar con cargo al término de potencia del nivel tarifario i por el porcentaje de participación de cada periodo en la punta del nivel de tensión (véase Cuadro 29).

Cuadro 29. Asignación por periodo horario de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario que se debe recuperar a través del término de potencia, considerando una punta de 1.200 horas. Año 2024

% de participación de cada periodo en la punta						Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario (miles €)					
Periodo	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión					
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4	
1	41,8%	42,4%	42,5%	41,3%	42,1%	830.981	670.366	192.217	152.657	373.431	
2	26,2%	27,5%	30,3%	26,8%	27,3%	520.815	434.618	137.190	99.304	242.545	
3	10,9%	15,7%	14,0%	15,2%	15,6%	217.282	247.601	63.319	56.129	138.280	
4	9,7%	12,3%	11,8%	13,0%	12,8%	192.403	194.920	53.519	48.110	113.139	
5	0,3%	0,3%	0,5%	0,6%	0,3%	4.976	5.268	2.261	2.159	2.958	
6	11,3%	1,8%	0,8%	3,2%	1,9%	223.917	27.658	3.769	11.719	17.008	
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	1.990.374	1.580.431	452.275	370.079	887.361	

Fuente: CNMC

Análogamente, la retribución del término de energía de cada periodo horario p de cada nivel tarifario i se obtiene de multiplicar la retribución que se debe recuperar con cargo al término de energía del nivel tarifario i por el porcentaje de participación de cada periodo en la punta del nivel de tensión (véase Cuadro 30).

Cuadro 30. Asignación por periodo horario de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario que se debe recuperar a través del término de energía, considerando una punta de 1.200 horas. Año 2024

% de participación de cada periodo en la punta						Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario (miles €)					
Periodo	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión					
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4	
1	41,8%	42,4%	42,5%	41,3%	42,1%	-	223.455	64.072	50.886	124.477	
2	26,2%	27,5%	30,3%	26,8%	27,3%	-	144.873	45.730	33.101	80.848	
3	10,9%	15,7%	14,0%	15,2%	15,6%	-	82.534	21.106	18.710	46.093	
4	9,7%	12,3%	11,8%	13,0%	12,8%	-	64.973	17.840	16.037	37.713	
5	0,3%	0,3%	0,5%	0,6%	0,3%	-	1.756	754	720	986	
6	11,3%	1,8%	0,8%	3,2%	1,9%	-	9.219	1.256	3.906	5.669	
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	526.810	150.758	123.360	295.787	

Fuente: CNMC

6.2.4. Asignación de la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por término de facturación y periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores

Conforme al artículo 8.5 de la Circular 3/2020, el coste obtenido para cada nivel de tensión y periodo horario se asigna entre los usuarios de acuerdo con un modelo de red simplificado (recogido en el Anexo III de la Circular 3/2020), teniendo en cuenta que el diseño de la red de un nivel de tensión se debe a los usuarios conectados en el propio nivel de tensión tarifario y a los usuarios conectados en niveles de tensión inferiores, empleando al efecto balances de potencia y balances de energía.

6.2.4.1. Asignación de la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por el término de potencia y periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores

La retribución de redes a recuperar a través del término de potencia de un nivel de tensión i que van a pagar los consumidores situados en el nivel de tensión j (con $j \leq i$), se calcula teniendo en cuenta la potencia que circula hacia niveles inferiores en la hora de máxima demanda del periodo p . En general, para un periodo p , la retribución del nivel de tensión NT , se repartirá entre los niveles NT_j , con $j \leq i$, de acuerdo a unos coeficientes $\alpha_{j,p}^i$:

$$C_{i,p}^{D,NTj} = C_{i,p}^D * \alpha_{j,p}^i$$

Los coeficientes de asignación del coste del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores se obtienen a partir de la agregación de los balances de potencia para la hora de máxima demanda del periodo p proporcionados por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes.

En el Cuadro 31 se muestran los días de máxima demanda a efectos de la solicitud de los balances de potencia y energía implícitos en las resoluciones de peajes de 2023 y 2024. Nótese que los días de máxima demanda del ejercicio 2022, a los efectos del cálculo de peajes de 2024, registran un descenso en los periodos 1, 2 y 6 respecto de los considerados en el cálculo de los peajes de 2023 (con balances del ejercicio 2021). Al respecto es importante señalar que el

mecanismo ibérico³⁶ fue introducido el 15 de junio de 2022, por lo que afecta en mayor medida a los periodos 3, 4 y 5 y en menor medida a los periodos 1, 2 y 6.

En relación con lo anterior, se debe tener en cuenta que los balances de potencia corresponden a la hora de máxima demanda de cada periodo horario. Tras la introducción del mecanismo ibérico, que venía a mitigar los elevados precios que se estaban registrando en el mercado, se produjo una reactivación de la demanda, lo que motiva que en esos periodos la demanda máxima registrada se incremente en esos periodos, con el consecuente impacto.

Teniendo en cuenta que, la entrada en vigor de dicho mecanismo unido a los elevados precios de la energía registrados ha tenido un impacto muy relevante sobre los patrones de consumo de los consumidores y, coherentemente, sobre los balances de potencia³⁷, se ha optado por mantener los balances del ejercicio 2021.

Cuadro 31. Días de máxima demanda por periodo horario a efectos de la solicitud de balances de potencia y energía de la Resolución de peajes de los ejercicios 2023 y 2024

Periodo	Resolución de peajes 2023 (balances año 2021)			Resolución de peajes 2024 (balances año 2022)			% variación de la demanda máxima por periodo de 2022 sobre 2021
	Día	Hora	MW	Día	Hora	MW	
1	08/01/2021	14	41.483	20/01/2022	21	37.785	-8,9%
2	07/01/2021	15	40.393	14/07/2022	15	38.048	-5,8%
3	07/09/2021	14	34.876	17/06/2022	14	37.160	6,5%
4	07/09/2021	15	34.828	15/06/2022	15	37.238	6,9%
5	09/04/2021	15	31.514	05/04/2022	15	33.351	5,8%
6	10/01/2021	21	35.579	22/01/2022	21	32.892	-7,6%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 15 de diciembre de 2022

³⁶ Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-7843>

³⁷ Al respecto es relevante señalar que los balances de potencia corresponden a la hora de máxima demanda de cada periodo. Tras la introducción del mecanismo ibérica, que venía a mitigar los elevados precios que se estaban registrando en el mercado, se produjo una reactivación de la demanda

En el Cuadro 32 los coeficientes $\alpha_{j,p}^i$ calculados conforme a la formulación recogida en punto 5 del Anexo I de la de Circular 3/2020 correspondientes al ejercicio 2022.

Cuadro 32. Coeficientes de asignación de la retribución del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión. Balances año 2021.

Nivel de tensión tarifario	$\alpha_{j,p}^i$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha_{0,p}^0$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha_{1,p}^1$	0,281	0,275	0,406	0,402	0,365	0,194
	$\alpha_{0,p}^1$	0,719	0,725	0,594	0,598	0,635	0,806
NT2	$\alpha_{2,p}^2$	0,155	0,155	0,206	0,208	0,203	0,135
	$\alpha_{1,p}^2$	0,237	0,233	0,322	0,318	0,291	0,168
	$\alpha_{0,p}^2$	0,608	0,612	0,472	0,474	0,506	0,697
NT3	$\alpha_{3,p}^3$	0,060	0,059	0,090	0,091	0,095	0,066
	$\alpha_{2,p}^3$	0,048	0,048	0,061	0,062	0,062	0,042
	$\alpha_{1,p}^3$	0,250	0,246	0,344	0,341	0,308	0,173
	$\alpha_{0,p}^3$	0,642	0,647	0,504	0,507	0,535	0,719
NT4	$\alpha_{4,p}^4$	0,072	0,067	0,098	0,109	0,119	0,094
	$\alpha_{3,p}^4$	0,026	0,026	0,038	0,037	0,040	0,029
	$\alpha_{2,p}^4$	0,059	0,060	0,074	0,073	0,073	0,048
	$\alpha_{1,p}^4$	0,236	0,233	0,321	0,314	0,280	0,161
	$\alpha_{0,p}^4$	0,606	0,613	0,470	0,467	0,487	0,668

Fuente: CNMC

Conforme al punto 5 del Anexo I de Circular, la asignación de la retribución de cada periodo p del nivel de tensión tarifario i al grupo tarifario se obtiene como el producto del coste del nivel tarifario i asignado al periodo p por la matriz de coeficientes. En el Cuadro 33 se muestra el resultado de la asignación de la retribución de cada nivel de tensión al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores.

Cuadro 33. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de potencia del nivel de tensión tarifario i de cada periodo p al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores. Año 2024

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	830.981	520.815	217.282	192.403	4.976	223.917
NT1	NT1	188.129	119.694	100.455	78.330	1.924	5.365
	NT0	482.237	314.924	147.146	116.590	3.344	22.292
NT2	NT2	29.718	21.300	13.019	11.109	460	511
	NT1	45.589	31.907	20.401	17.037	658	632
	NT0	116.910	83.984	29.899	25.373	1.144	2.626
NT3	NT3	9.168	5.843	5.066	4.363	205	774
	NT2	7.356	4.771	3.439	2.969	133	493
	NT1	38.200	24.423	19.320	16.386	665	2.027
	NT0	97.933	64.268	28.304	24.393	1.156	8.425
NT4	NT4	26.850	16.239	13.537	12.346	353	1.591
	NT3	9.895	6.415	5.292	4.217	119	497
	NT2	22.091	14.652	10.168	8.230	216	819
	NT1	88.277	56.516	44.333	35.498	829	2.735
	NT0	226.319	148.723	64.951	52.847	1.441	11.365

Fuente: CNMC

La retribución que se debe recuperar por el uso de las redes de transporte y distribución en cada periodo tarifario con cargo al término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores conectados a un determinado nivel de tensión resulta de la agregación de la retribución de redes en cada periodo horario de su propio nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores. En el Cuadro 34 se muestra para el ejercicio 2024 la asignación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los términos de potencia del peaje de transporte y distribución.

Cuadro 34. Asignación de la retribución de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución. Año 2024

Coste de la red que se le asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	830.981	520.815	217.282	192.403	4.976	223.917	1.990.374
NT1	482.237	314.924	147.146	116.590	3.344	22.292	1.086.533
NT2	116.910	83.984	29.899	25.373	1.144	2.626	259.936
NT3	97.933	64.268	28.304	24.393	1.156	8.425	224.477
NT4	226.319	148.723	64.951	52.847	1.441	11.365	505.647
Total	1.754.380	1.132.713	487.582	411.605	12.061	268.626	4.066.967
NT1	188.129	119.694	100.455	78.330	1.924	5.365	493.898
NT2	45.589	31.907	20.401	17.037	658	632	116.223
NT3	38.200	24.423	19.320	16.386	665	2.027	101.021
NT4	88.277	56.516	44.333	35.498	829	2.735	228.188
Total	360.195	232.540	184.508	147.252	4.076	10.759	939.330
NT2	29.718	21.300	13.019	11.109	460	511	76.116
NT3	7.356	4.771	3.439	2.969	133	493	19.161
NT4	22.091	14.652	10.168	8.230	216	819	56.176
Total	59.165	40.723	26.626	22.308	809	1.822	151.452
NT3	9.168	5.843	5.066	4.363	205	774	25.419
NT4	9.895	6.415	5.292	4.217	119	497	26.435
Total	19.063	12.258	10.358	8.580	324	1.271	51.854
NT4	26.850	16.239	13.537	12.346	353	1.591	70.916
Total	26.850	16.239	13.537	12.346	353	1.591	70.916

Fuente: CNMC

6.2.4.2. Asignación de la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por el término de energía y periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores

La metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución que se recupera a través de los términos de energía consumida de los peajes de transporte y distribución de los consumidores es análoga a la aplicada para el cálculo de los términos de potencia.

La asignación del coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión y periodo horario a los grupos tarifarios, según el modelo de red simplificado del Anexo III de la Circular 3/2020, se realiza con información del balance de energía por periodo horario proporcionado por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes según la discriminación horaria de seis periodos para el ejercicio

2021, por los motivos señalados anteriormente. En el Cuadro 35 se presentan los coeficientes de asignación que resultan de considerar los balances de energía por periodo horario.

Cuadro 35. Coeficientes de asignación de la retribución a recuperar por el componente término de energía del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores. Balances año 2021.

Nivel de tensión tarifario	$\alpha^i_{j,p}$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha^0_{0,p}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha^1_{1,p}$	0,345	0,351	0,392	0,395	0,396	0,368
	$\alpha^1_{0,p}$	0,655	0,649	0,608	0,605	0,604	0,632
NT2	$\alpha^2_{2,p}$	0,189	0,201	0,215	0,221	0,231	0,232
	$\alpha^2_{1,p}$	0,280	0,280	0,308	0,307	0,304	0,283
	$\alpha^2_{0,p}$	0,531	0,519	0,477	0,471	0,464	0,485
NT3	$\alpha^3_{3,p}$	0,081	0,088	0,097	0,100	0,107	0,123
	$\alpha^3_{2,p}$	0,058	0,062	0,065	0,067	0,070	0,070
	$\alpha^3_{1,p}$	0,297	0,298	0,329	0,329	0,326	0,298
	$\alpha^3_{0,p}$	0,564	0,552	0,509	0,504	0,497	0,510
NT4	$\alpha^4_{4,p}$	0,091	0,104	0,113	0,119	0,132	0,155
	$\alpha^4_{3,p}$	0,034	0,037	0,041	0,042	0,044	0,050
	$\alpha^4_{2,p}$	0,071	0,075	0,078	0,080	0,083	0,080
	$\alpha^4_{1,p}$	0,278	0,275	0,301	0,300	0,293	0,263
	$\alpha^4_{0,p}$	0,526	0,510	0,467	0,459	0,447	0,452

Fuente: CNMC

En el Cuadro 36 se muestra el resultado de la asignación de la retribución que se debe recuperar por el término de energía de cada nivel de tensión al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores, según el calendario de la Circular, resultante del producto de la retribución del nivel tarifario i asignado al periodo p por la matriz de coeficientes.

Cuadro 36. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de energía del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores conforme a la Circular 3/2020. Año 2024

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	NT1	77.188	50.786	32.386	25.658	696	3.396
	NT0	146.268	94.086	50.148	39.315	1.060	5.823
NT2	NT2	12.085	9.200	4.537	3.946	174	291
	NT1	17.952	12.802	6.500	5.485	229	355
	NT0	34.035	23.728	10.070	8.408	350	610
NT3	NT3	4.142	2.913	1.813	1.610	77	479
	NT2	2.929	2.041	1.217	1.074	51	272
	NT1	15.134	9.867	6.152	5.272	235	1.162
	NT0	28.681	18.281	9.527	8.080	358	1.993
NT4	NT4	11.332	8.396	5.193	4.482	130	880
	NT3	4.272	2.981	1.891	1.595	44	284
	NT2	8.844	6.042	3.618	3.028	81	452
	NT1	34.549	22.233	13.886	11.296	289	1.493
	NT0	65.480	41.196	21.506	17.311	441	2.560

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 37 se muestra, para el ejercicio 2024, la asignación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los términos de energía del peaje de transporte y distribución, conforme a la metodología de la Circular 3/2020.

Cuadro 37. Asignación de la retribución de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución, según la Circular 3/2020. Año 2024

Nivel de tensión tarifario al que se conecta el consumidor	Coste de la red que se le asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-	-
	NT1	146.268	94.086	50.148	39.315	1.060	5.823	336.701
	NT2	34.035	23.728	10.070	8.408	350	610	77.201
	NT3	28.681	18.281	9.527	8.080	358	1.993	66.920
	NT4	65.480	41.196	21.506	17.311	441	2.560	148.495
	Total	274.464	177.292	91.250	73.114	2.209	10.987	629.316
NT1	NT1	77.188	50.786	32.386	25.658	696	3.396	190.110
	NT2	17.952	12.802	6.500	5.485	229	355	43.324
	NT3	15.134	9.867	6.152	5.272	235	1.162	37.821
	NT4	34.549	22.233	13.886	11.296	289	1.493	83.746
	Total	144.822	95.688	58.924	47.711	1.449	6.406	355.000
NT2	NT2	12.085	9.200	4.537	3.946	174	291	30.234
	NT3	2.929	2.041	1.217	1.074	51	272	7.583
	NT4	8.844	6.042	3.618	3.028	81	452	22.066
	Total	23.858	17.283	9.372	8.049	306	1.014	59.883
NT3	NT3	4.142	2.913	1.813	1.610	77	479	11.035
	NT4	4.272	2.981	1.891	1.595	44	284	11.067
	Total	8.415	5.894	3.704	3.205	121	763	22.102
NT4	NT4	11.332	8.396	5.193	4.482	130	880	30.414
	Total	11.332	8.396	5.193	4.482	130	880	30.414

Fuente: CNMC

6.3. Determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución

Una vez que se dispone de la retribución que se debe recuperar a través de los términos por potencia y energía por periodo horario de cada grupo tarifario, el término de facturación del peaje correspondiente se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar por cada componente de facturación entre la previsión de la variable de facturación (potencia contratada o energía consumida).

6.3.1. Determinación de los términos de potencia de los peajes de consumidores

En particular, el término de potencia de cada periodo ($T_{i,p}^D$) del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar con cargo al término de potencia del periodo p de su nivel de tensión y de los niveles de tensión superior al que está conectado entre la

potencia contratada en el periodo p prevista para el ejercicio siguiente del nivel de tensión i . En el Cuadro 38 se presentan los términos de potencia que resultan de la metodología de asignación según el calendario de la Circular 3/2020 para el ejercicio 2024.

Cuadro 38. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario i en el periodo p . Año 2024

Nivel de tensión tarifario	Retribución a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	1.754.380	1.132.713	487.582	411.605	12.061	268.626
NT1	360.195	232.540	184.508	147.252	4.076	10.759
NT2	59.165	40.723	26.626	22.308	809	1.822
NT3	19.063	12.258	10.358	8.580	324	1.271
NT4	26.850	16.239	13.537	12.346	353	1.591

Nivel de tensión tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	146.225	147.339	147.420	147.434	147.441	152.940
NT1	17.521	18.220	18.588	18.762	18.846	26.780
NT2	4.503	4.653	4.741	4.776	4.815	6.219
NT3	1.820	1.883	1.976	2.073	2.081	2.590
NT4	3.673	3.945	4.281	4.291	4.364	5.631

Nivel de tensión tarifario	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW año) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	11,9978	7,6878	3,3074	2,7918	0,0818	1,7564
NT1	20,5579	12,7629	9,9263	7,8484	0,2163	0,4018
NT2	13,1384	8,7512	5,6157	4,6711	0,1680	0,2930
NT3	10,4743	6,5104	5,2417	4,1388	0,1556	0,4908
NT4	7,3106	4,1164	3,1618	2,8774	0,0808	0,2826

Fuente: CNMC

Los peajes de transporte y distribución de los peajes con discriminación horaria de seis periodos se obtienen directamente del cociente entre el coste a recuperar a través del término de potencia del peaje correspondiente por periodo horario y la previsión de potencia contratada por periodo horario para el ejercicio 2024. No obstante, a efectos de eliminar discontinuidades, se han promediado los precios

de los periodos 5 y 6 de los peajes de transporte y de distribución de todos los grupos tarifarios.

Los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW cuentan con dos términos de potencia: punta y valle. El término de potencia del periodo de punta resulta de la agregación de los términos de potencia de los periodos 1 a 5 del 3.0 TD, mientras que el término de potencia del periodo de valle se corresponde con el término de potencia que resulta para el periodo 6.

En el Cuadro 39 se muestran los términos de potencia de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020.

Cuadro 39. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2024

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,398807	0,042635				
3.0 TD	1,547750	1,009391	0,440585	0,358447	0,042635	0,042635
6.1 TD	5,038316	3,101868	2,385032	1,892034	0,078114	0,078114
6.2 TD	4,905550	3,148751	2,144498	1,723336	0,093775	0,093775
6.3 TD	5,436815	3,407131	2,678037	2,034190	0,131927	0,131927
6.4 TD	7,310560	4,116430	3,161822	2,877385	0,194493	0,194493

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,320485	0,891800				
3.0 TD	10,450080	6,678414	2,866852	2,433339	0,891800	0,891800
6.1 TD	15,519534	9,661016	7,541219	5,956346	0,247027	0,247027
6.2 TD	8,232863	5,602456	3,471172	2,947782	0,144700	0,144700
6.3 TD	5,037478	3,103289	2,563687	2,104645	0,209538	0,209538
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	26,719292	0,934435				
3.0 TD	11,997830	7,687805	3,307437	2,791786	0,934435	0,934435
6.1 TD	20,557850	12,762884	9,926251	7,848380	0,325141	0,325141
6.2 TD	13,138413	8,751207	5,615670	4,671118	0,238475	0,238475
6.3 TD	10,474293	6,510420	5,241724	4,138835	0,341465	0,341465
6.4 TD	7,310560	4,116430	3,161822	2,877385	0,194493	0,194493

Fuente: CNMC

6.3.2. Determinación de los términos de energía de los peajes de consumidores

Análogamente a los términos de potencia, el término de energía del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar con cargo al término de energía del periodo p de su nivel

de tensión y de los niveles de tensión superior al que está conectado entre la energía del periodo p del nivel de tensión i . prevista para el ejercicio siguiente (véase Cuadro 40).

Cuadro 40. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario i en el periodo p . Año 2024

Nivel de tensión tarifario	Retribución a recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	274.464	177.292	91.250	73.114	2.209	10.987
NT1	144.822	95.688	58.924	47.711	1.449	6.406
NT2	23.858	17.283	9.372	8.049	306	1.014
NT3	8.415	5.894	3.704	3.205	121	763
NT4	11.332	8.396	5.193	4.482	130	880

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (GWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	11.448	13.829	12.050	13.306	5.214	46.945
NT1	6.613	8.196	7.969	8.876	3.570	30.218
NT2	2.010	2.647	2.543	2.902	1.229	11.161
NT3	809	1.043	1.028	1.205	507	5.425
NT4	1.294	1.747	1.693	2.032	939	9.890

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los peajes (€/MWh) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	23,9738	12,8199	7,5724	5,4946	0,4237	0,2340
NT1	21,8988	11,6750	7,3940	5,3752	0,4058	0,2120
NT2	11,8714	6,5292	3,6855	2,7738	0,2493	0,0909
NT3	10,3986	5,6506	3,6031	2,6596	0,2378	0,1407
NT4	8,7566	4,8057	3,0673	2,2064	0,1390	0,0890

Fuente: CNMC

Análogamente a los resultados obtenidos para los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución, los términos de energía de los peajes con discriminación horaria de seis periodos se obtienen directamente del cociente entre el coste a recuperar a través del término de energía del peaje correspondiente por periodo horario y la previsión de consumo por periodo horario para el ejercicio 2024.

El peaje de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW consta de tres periodos horarios por lo que se hace necesario adaptar los peajes obtenidos. Para ello se factura a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW a los peajes obtenidos. A continuación, se agrega la retribución por periodo en función de la coincidencia entre la discriminación horaria de seis periodos y la discriminación horaria de tres periodos. Finalmente, el término de energía del peaje correspondiente será el resultado del cociente entre la retribución resultante de la agregación y la energía prevista por periodo (véase Cuadro 41).

En el Cuadro 42 se muestran los términos de energía de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020.

Cuadro 41. Procedimiento de conversión de los términos de energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD de seis a tres periodos. Año 2024

Peaje T&D	Energía por período horario (MWh) (A)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
2.0 TD	7.454.986	9.216.569	7.745.430	8.602.947	3.418.069	32.638.273

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los peajes (€/MWh) (B)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
NT0	23,974	12,820	7,572	5,495	0,424	0,234

Peaje T&D	Facturación por término de energía (miles €) (C) = (A) * (B)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
2.0 TD	178.725	118.156	58.651	47.270	1.448	7.638

Discriminación horaria de tres periodos	Discriminación horaria de seis periodos (D)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Período 1	90,6%	36,1%	59,7%	47,9%	0,0%	0,0%
Período 2	9,4%	63,9%	40,3%	52,1%	100,0%	0,0%
Período 3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%

Discriminación horaria de tres periodos	Conversión de la facturación (miles €) de la DH6 a la DH3 (E) = (C) * (D)						Facturación por período de la DH3 (miles €)
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6	
Período 1	161.953	42.674	35.024	22.661	-	-	262.311
Período 2	16.772	75.482	23.627	24.609	1.448	-	141.938
Período 3	-	-	-	-	-	7.638	7.638

Discriminación horaria de tres periodos	Previsión de consumo por período de la DH3 (F)
Período 1	18.835.072
Período 2	17.602.928
Período 3	32.638.273

Peaje T&D	Términos de energía de la DH3 (€/MWh) (E) / (F)		
	Período 1	Período 2	Período 3
2.0 TD	0,013927	0,008063	0,000234

Fuente: CNMC

Cuadro 42. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2024

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,003301	0,001887	0,000055			
3.0 TD	0,005720	0,002979	0,001785	0,001301	0,000085	0,000055
6.1 TD	0,005224	0,002713	0,001742	0,001273	0,000081	0,000049
6.2 TD	0,004401	0,002283	0,001423	0,001044	0,000066	0,000040
6.3 TD	0,005280	0,002858	0,001839	0,001323	0,000086	0,000052
6.4 TD	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,010626	0,006176	0,000179			
3.0 TD	0,018254	0,009841	0,005788	0,004194	0,000339	0,000179
6.1 TD	0,016675	0,008962	0,005652	0,004103	0,000325	0,000163
6.2 TD	0,007471	0,004247	0,002263	0,001730	0,000183	0,000050
6.3 TD	0,005119	0,002793	0,001764	0,001336	0,000152	0,000088
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,013927	0,008063	0,000234			
3.0 TD	0,023974	0,012820	0,007573	0,005495	0,000424	0,000234
6.1 TD	0,021899	0,011675	0,007394	0,005376	0,000406	0,000212
6.2 TD	0,011872	0,006530	0,003686	0,002774	0,000249	0,000090
6.3 TD	0,010399	0,005651	0,003603	0,002659	0,000238	0,000140
6.4 TD	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Fuente: CNMC

6.3.3. Diseño del peaje de transporte y distribución 2.0 TD

Conforme al punto 2 del Anexo II de la Circular 3/2020, una vez se obtienen los términos de potencia y energía de los peajes 2.0 TD, se procede a su ajuste a efectos de recuperar el 75% con cargo al término de potencia y el 25% con cargo al término de energía (véase Cuadro 43).

Cuadro 43. Procedimiento de ajuste de los términos de potencia y energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD a la estructura fijo-variable de 75%-25%. Año 2024

Peaje T&D	Facturación peaje 2.0 TD a los peajes que resulta de la asignación (miles €) (A)			% potencia sobre total
	Término de potencia (A)	Término de energía (B)	Total (C)	
Peaje T	436.050	97.178	533.228	81,8%
Peaje D	3.067.908	314.710	3.382.617	90,7%
Total	3.503.957	411.888	3.915.845	89,5%

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste del peaje 2.0 TD (D)	
	Término de potencia (C) * 75% / (A)	Término de energía (C) * 25% / (B)
Peaje T	0,917	1,372
Peaje D	0,827	2,687

Términos de potencia y energía del peaje 2.0 TD antes del ajuste (E)

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 2.0 TD antes del ajuste (€/kW año)		Términos de energía del peaje 2.0 TD antes del ajuste (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
Transporte	3,398807	0,042635	0,003301	0,001887	0,000055
Distribución	23,320485	0,891800	0,010626	0,006176	0,000179
Total T&D	26,719291	0,934435	0,013927	0,008063	0,000234

Términos de potencia y energía del peaje 2.0 TD ajustados (D) * (E)

Peaje T&D	Término de potencia de los peajes (€/kW año)		Términos de energía de la DH3 (€/kWh) (E) / (F)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
Transporte	3,117200	0,039102	0,004528	0,002589	0,000075
Distribución	19,284546	0,737462	0,028553	0,016595	0,000482
Total T&D	22,401746	0,776564	0,033081	0,019184	0,000557

Fuente: CNMC

En el Cuadro 44 y en el Cuadro 45 se muestran los términos de potencia y energía de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020 tras el diseño de precios del peaje 2.0 TD.

Cuadro 44. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2024

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,117200	0,039102	-	-	-	-
3.0 TD	1,547750	1,009391	0,440585	0,358447	0,042635	0,042635
6.1 TD	5,038316	3,101868	2,385032	1,892034	0,078114	0,078114
6.2 TD	4,905550	3,148751	2,144498	1,723336	0,093775	0,093775
6.3 TD	5,436815	3,407131	2,678037	2,034190	0,131927	0,131927
6.4 TD	7,310560	4,116430	3,161822	2,877385	0,194493	0,194493

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,284546	0,737462	-	-	-	-
3.0 TD	10,450080	6,678414	2,866852	2,433339	0,891800	0,891800
6.1 TD	15,519534	9,661016	7,541219	5,956346	0,247027	0,247027
6.2 TD	8,232863	5,602456	3,471172	2,947782	0,144700	0,144700
6.3 TD	5,037478	3,103289	2,563687	2,104645	0,209538	0,209538
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,401746	0,776564				
3.0 TD	11,997830	7,687805	3,307437	2,791786	0,934435	0,934435
6.1 TD	20,557850	12,762884	9,926251	7,848380	0,325141	0,325141
6.2 TD	13,138413	8,751207	5,615670	4,671118	0,238475	0,238475
6.3 TD	10,474293	6,510420	5,241724	4,138835	0,341465	0,341465
6.4 TD	7,310560	4,116430	3,161822	2,877385	0,194493	0,194493

Fuente: CNMC

Cuadro 45. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2024

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,004528	0,002589	0,000075	-	-	-
3.0 TD	0,005720	0,002979	0,001785	0,001301	0,000085	0,000055
6.1 TD	0,005224	0,002713	0,001742	0,001273	0,000081	0,000049
6.2 TD	0,004401	0,002283	0,001423	0,001044	0,000066	0,000040
6.3 TD	0,005280	0,002858	0,001839	0,001323	0,000086	0,000052
6.4 TD	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,028553	0,016595	0,000482	-	-	-
3.0 TD	0,018254	0,009841	0,005788	0,004194	0,000339	0,000179
6.1 TD	0,016675	0,008962	0,005652	0,004103	0,000325	0,000163
6.2 TD	0,007471	0,004247	0,002263	0,001730	0,000183	0,000050
6.3 TD	0,005119	0,002793	0,001764	0,001336	0,000152	0,000088
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,033081	0,019184	0,000557			
3.0 TD	0,023974	0,012820	0,007573	0,005495	0,000424	0,000234
6.1 TD	0,021899	0,011675	0,007394	0,005376	0,000406	0,000212
6.2 TD	0,011872	0,006530	0,003686	0,002774	0,000249	0,000090
6.3 TD	0,010399	0,005651	0,003603	0,002659	0,000238	0,000140
6.4 TD	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Fuente: CNMC

Se advierte que los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución no incorporan la tasa de la CNMC, si bien conforme al Anexo de la

Ley 3/2013, la base imponible viene constituida por la suma de la facturación de los peajes más los cargos.

6.3.4. Determinación de los términos de energía de los pagos de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas

Conforme punto 8 del Anexo I de la Circular 3/2020, los términos de energía de cada periodo horario y nivel de tensión resultan del cociente entre la retribución de transporte y distribución asignada al propio nivel de tensión y la energía consumida en ese nivel de tensión (véase Cuadro 46).

Cuadro 46. Términos de energía de los pagos de transporte y distribución de los peajes de aplicación a autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2024

Nivel de tensión tarifario	Retribución del propio nivel de tensión que se debe recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	77.188	50.786	32.386	25.658	696	3.396
NT2	12.085	9.200	4.537	3.946	174	291
NT3	4.142	2.913	1.813	1.610	77	479
NT4	11.332	8.396	5.193	4.482	130	880

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	11.448.489	13.829.412	12.050.404	13.306.496	5.214.201	46.944.667
NT1	6.613.257	8.195.987	7.969.154	8.876.098	3.570.050	30.217.767
NT2	2.009.696	2.647.058	2.542.912	2.901.894	1.229.436	11.161.343
NT3	809.195	1.043.034	1.028.038	1.205.248	507.001	5.424.532
NT4	1.294.098	1.747.068	1.692.964	2.031.556	938.613	9.890.338

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los pagos de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red (€/kWh) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	0,011672	0,006196	0,004064	0,002891	0,000195	0,000112
NT2	0,006013	0,003476	0,001784	0,001360	0,000142	0,000026
NT3	0,005119	0,002793	0,001764	0,001336	0,000152	0,000088
NT4	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Fuente: CNMC

6.3.5. Determinación de los términos de energía de los peajes de aplicación a los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos

Conforme al punto 4 de la disposición adicional segunda de la Circular 3/2020, los peajes de aplicación a puntos de suministro conectados en baja y media tensión, dedicados en exclusividad a la recarga de vehículos eléctricos de acceso público, denominados 3.0 TDVE y 6.1 TDVE, se determinan de forma

que se recupere el 20% de la facturación por peajes de transporte y distribución de los correspondientes peajes de acceso generales a través del término de potencia, supuesta una utilización del punto del 10%, lo que bajo estas hipótesis equivale a 5 recargas al día. Se han considerado dos puntos de recarga tipo uno en baja tensión con potencia contratada igual a 50 kW y otro en media tensión con potencia contratada igual a 150 kW (véanse Cuadro 47 y Cuadro 48).

Cuadro 47. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos conectados en baja tensión. Año 2024

Hipótesis

Potencia contratada (kW)	50
Tiempo de recarga (min)	29
Consumo por recarga (kWh)	24
Utilización de la potencia	10%
Consumo anual (kWh)	43.800

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TD (€/kW año) (A)						Términos de energía del peaje 3.0 TD (€/kWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	1,547750	1,009391	0,440585	0,358447	0,042635	0,042635	0,005720	0,002979	0,001785	0,001301	0,000085	0,000055
Distribución	10,450080	6,678414	2,866852	2,433339	0,891800	0,891800	0,018254	0,009841	0,005788	0,004194	0,000339	0,000179
Total T&D	11,997830	7,687805	3,307436	2,791786	0,934435	0,934435	0,023974	0,012820	0,007572	0,005495	0,000424	0,000234

Peaje T&D	Facturación al peaje 3.0 TD (miles €)			% potencia sobre total
	Término de potencia (C)	Término de energía (D)	Total (E)	
Peaje T	172	87	259	66,4%
Peaje D	1.211	282	1.492	81,1%
Total	1.383	369	1.751	78,9%

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste para obtener el peaje 3.0 TDVE	
	Término de potencia (F) = (E) * 20% / (C)	Término de energía (G) = (E) * 80% / (D)
Peaje T	0,301	2,382
Peaje D	0,247	4,237

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TDVE (€/kW año) (A) * (F)						Términos de energía del peaje 3.0 TDVE (€/kWh) (B) * (G)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	0,466130	0,303994	0,132689	0,107952	0,012840	0,012840	0,013621	0,007094	0,004250	0,003098	0,000201	0,000130
Distribución	2,576424	1,646535	0,706810	0,599930	0,219870	0,219870	0,077352	0,041701	0,024525	0,017771	0,001437	0,000761
Total T&D	3,042554	1,950529	0,839499	0,707882	0,232710	0,232710	0,090973	0,048795	0,028775	0,020869	0,001638	0,000891

Fuente: CNMC

Cuadro 48. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos conectados en media tensión. Año 2024

Hipótesis

Potencia contratada (kW)	150
Tiempo de recarga (min)	29
Consumo por recarga (kWh)	72
Utilización de la potencia	10%
Consumo anual (kWh)	131.400

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.1 TD (€/kW año) (A)						Términos de energía del peaje 6.1 TD (€/kWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	5,038316	3,101868	2,385032	1,892034	0,078114	0,078114	0,00522	0,00271	0,00174	0,00127	0,00008	0,00005
Distribución	15,519534	9,661016	7,541219	5,956346	0,247027	0,247027	0,01667	0,00896	0,00565	0,00410	0,00032	0,00016
Total T&D	20,557850	12,762884	9,926251	7,848380	0,325142	0,325142	0,02190	0,01167	0,00739	0,00538	0,00041	0,00021

Peaje T&D	Facturación al peaje 6.1 TD (miles €)			% potencia sobre total
	Término de potencia (C)	Término de energía (D)	Total (E)	
Peaje T	1.886	243	2.129	88,6%
Peaje D	5.876	786	6.662	88,2%
Total	7.762	1.028	8.790	88,3%

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste para obtener el peaje 6.1 TDVE	
	Término de potencia (F) = (E) * 20% / (C)	Término de energía (G) = (E) * 80% / (D)
Peaje T	0,226	7,017
Peaje D	0,227	6,782

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.1 TDVE (€/kW año) (A) * (F)						Términos de energía del peaje 6.1 TDVE (€/kWh) (B) * (G)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	1,137335	0,700207	0,538390	0,427102	0,017633	0,017633	0,036656	0,019034	0,012226	0,008929	0,000569	0,000347
Distribución	3,518973	2,190585	1,709932	1,350570	0,056012	0,056012	0,113095	0,060787	0,038331	0,027826	0,002203	0,001103
Total T&D	4,656308	2,890792	2,248322	1,777672	0,073645	0,073645	0,149751	0,079821	0,050557	0,036755	0,002772	0,001450

Fuente: CNMC

6.4. Determinación de los términos de excesos de potencia

Conforme al artículo 9.4 de la Circular 3/2020, los precios del término del exceso de potencia se han calculado de forma que la facturación de acceso que resulta de la optimización de las potencias sea equivalente a la facturación de acceso que resultaría de considerar las potencias contratadas máximas de cada periodo, dado el perfil del consumidor medio de cada peaje. Se indica que la facturación de acceso se calcula con los precios de los peajes de transporte y distribución para 2024 que resultan de aplicar la metodología de la Circular.

Este procedimiento se ha realizado para cada uno de los peajes con los perfiles medios de los ejercicios 2018 al 2022, excluyendo el del ejercicio 2020, por los

motivos indicados en la memoria que acompaña a la Resolución de peajes del ejercicio 2022³⁸.

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 se ha incrementado en un 20% a efectos de incentivar la correcta contratación de potencias, aspecto fundamental para dimensionar adecuadamente la capacidad de las redes en el actual contexto de transición a una economía baja en emisiones, evitando de esta manera inversiones innecesarias en redes y minimizar, así, el impacto sobre los peajes de los consumidores. En el Cuadro 49 se muestran el precio del término del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes que resultan para 2024 de aplicar la metodología de la Circular 3/2020.

Cuadro 49. Precio del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2024

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,013070	3,395810	3,566788	3,312680	3,019048	2,915852

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	Periodo	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,034665	0,640766	0,620828	0,666078	0,621562	0,563080
	3		0,275670	0,482845	0,427424	0,500437	0,432501
	4		0,232691	0,381770	0,355531	0,395142	0,393593
	5		0,077884	0,015816	0,018151	0,032600	0,026604
6		0,077884	0,015816	0,018151	0,032600	0,026604	

Fuente: CNMC

³⁸ Véase punto 6.1 de la Memoria justificativa de la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el año 2022, disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3853707_4.pdf

En el Cuadro 50 se muestran los precios del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2024, al igual que en el ejercicio anterior los precios aplicables a los puntos de suministro con equipos de medida tipos 4 y 5 se publican en €/kW y día, reiterando en la Resolución de peajes las condiciones aplicables a estos suministros al objeto que toda la regulación aplicable a un ejercicio se encuentre en una única resolución, lo que facilita la comprensión por parte de los agentes de la normativa aplicable e incrementa la seguridad jurídica.

Cuadro 50. Precio del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2024

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Artículo 9.4.b.1							
Precio del exceso de Potencia (€/kW y día)		0,099060	0,111643	0,117264	0,108910	0,099256	0,095864
Artículo 9.4.b.2							
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,013070	3,395810	3,566788	3,312680	3,019048	2,915852
	Periodo	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,034665	0,640766	0,620828	0,666078	0,621562	0,563080
	3		0,275670	0,482845	0,427424	0,500437	0,432501
	4		0,232691	0,381770	0,355531	0,395142	0,393593
	5		0,077884	0,015816	0,018151	0,032600	0,026604
	6		0,077884	0,015816	0,018151	0,032600	0,026604

Fuente: CNMC

A continuación, se compara los precios del exceso de potencia y los coeficientes ki que resultan para el año 2024, con los que resultan para el ejercicio 2023 de aplicar la metodología de la Circular (incluidos en la memoria que acompaña a la Resolución de 15 de diciembre de 2022). Se observa que los precios de los términos del exceso de potencia se reducen entre un 0,8% y un 4,9%, en consecuencia, y con carácter general las variaciones de los excesos de potencia siguen la tendencia de reducción de los términos de potencia propuestos para el año 2024.

Cuadro 51. Comparación entre los precios del exceso de potencia (€/kW y día) resultantes de la metodología para el año 2024 y 2023

A.- Términos resultantes de la metodología

		Año 2024						Año 2023					
		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,013070	3,395810	3,566788	3,312680	3,019048	2,915852	3,167236	3,424853	3,665629	3,371776	3,080419	2,944120
Periodo		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,034665	0,640766	0,620828	0,666078	0,621562	0,563080	0,051374	0,977847	0,937332	0,997427	0,958607	0,862139
	3		0,275670	0,482845	0,427424	0,500437	0,432501		0,258225	0,467076	0,399716	0,485508	0,425286
	4		0,232691	0,381770	0,355531	0,395142	0,393593		0,224324	0,374609	0,301945	0,363556	0,325868
	5		0,077884	0,015816	0,018151	0,032600	0,026604		0,134596	0,026491	0,027593	0,049296	0,041422
	6		0,077884	0,015816	0,018151	0,032600	0,026604		0,134596	0,026491	0,027593	0,049296	0,041422

B.- Tasa de Variación (%): 2024 s/ 2023

		Tasa de Variación. Año 2022 s/ año 2021					
		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		-4,9%	-0,8%	-2,7%	-1,8%	-2,0%	-1,0%
Periodo		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	2	-32,5%	-34,5%	-33,8%	-33,2%	-35,2%	-34,7%
	3		6,8%	3,4%	6,9%	3,1%	1,7%
	4		3,7%	1,9%	17,7%	8,7%	20,8%
	5		-42,1%	-40,3%	-34,2%	-33,9%	-35,8%
	6		-42,1%	-40,3%	-34,2%	-33,9%	-35,8%

Fuente: CNMC

6.5. Términos de facturación por energía reactiva

La Circular 3/2020 mantiene las condiciones de facturación por energía reactiva establecidas en la normativa anterior, en tanto no se disponga de los resultados del grupo de trabajo de control de tensión. Este grupo de trabajo, compuesto por representantes del operador del sistema y gestores de las redes de distribución, al que asisten como supervisores representantes tanto del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico como de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, tiene por objeto principal la redacción del acuerdo de los valores de consigna de potencia reactiva, los rangos de factor de

potencia o los valores de consigna de tensión para controlar la tensión entre el punto de conexión entre transporte y distribución.

No obstante, a efectos de mitigar los problemas de sobretensiones registrados durante el periodo de valle (periodo 6), en la Circular 3/2020 se optó por introducir una disposición transitoria segunda 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.

La citada disposición transitoria fue introducida tras el trámite de audiencia como consecuencia de las alegaciones de algunos agentes. Tras la publicación de la Circular 3/2020, diversos agentes han transmitido a la CNMC su preocupación sobre el impacto de la facturación por energía reactiva en el periodo de valle, señalando algunos de ellos la dificultad para adaptarse a la nueva señal de precios, ya que disponen de equipos integrados para evitar perturbaciones de red y no solo de gestión de reactiva, por lo que solicitan un periodo de adaptación a la nueva señal de precios.

Teniendo en cuenta lo anterior y la habilitación establecida en el punto 3 de la disposición transitoria segunda de la Circular 3/2020 relativa a la modificación de la penalización por energía reactiva en el periodo 6, la Resolución de 18 de marzo mantiene los precios del término de facturación por energía reactiva de aplicación con anterioridad al 1 de junio y establece un precio de 0,0 €/kWh, con el objeto de no introducir una señal de precio a los consumidores, que podría ser necesario modificar en un plazo breve.

Por otra parte, el artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece que los gestores de la red deben obtener los servicios de balance y de no frecuencia mediante procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en mecanismos de mercado. La Directiva (UE) 2019/944 identifica, entre otros, como servicio de no frecuencia el control de tensión.

A fin de adaptar el servicio de control de tensión, entre otros aspectos, a lo dispuesto en dicho artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944, el operador del sistema eléctrico español llevó a cabo un diseño para un nuevo servicio basado en mecanismos de mercado. Este diseño se materializó en una propuesta de revisión de varios procedimientos de operación, entre los que destaca el P.O.7.4, en julio de 2021.

Dicha propuesta de revisión consiste, en resumen, en la implantación de un mecanismo mixto de asignación de los recursos de control de tensión, con una vertiente de participación obligatoria no remunerada, asociada a las capacidades exigidas por la regulación de conexión a la red, y otra vertiente de participación voluntaria y remunerada a precio de mercado, basada en subastas zonales para la puesta a disposición del gestor de la red de la capacidad adicional disponible, cuando esta sea necesaria.

Cabe señalar que la propuesta del OS del servicio de control de tensión y del P.O.7.4 se solapan con la señal de precios que se traslada al consumidor en el término de energía reactiva, por lo que su aplicación debe ser coordinada.

A la fecha de elaboración de la Resolución está en fase de análisis la propuesta del grupo de trabajo de control de gestión de los factores de potencia, así como la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación 7.4 relativo al servicio complementario de control de tensión.

En consecuencia, se propone mantener durante el ejercicio 2024 los precios de los términos de facturación por energía reactiva.

Se indica que, a efectos de mayor claridad a solicitud de un agente, se introduce que el precio del término de energía reactiva de los periodos 1 a 5 cuando el factor de potencia es igual o superior a 0,95 es cero. Esta aclaración se hace necesaria en la medida en que para un factor de potencia igual o superior a 0,95 el umbral a partir del cual se penaliza la energía reactiva es 32,87% si bien en la Circular se establece dicho límite en el 33%.

6.6. Análisis de las variaciones de los peajes de transporte y distribución respecto de los del ejercicio anterior

Conforme a las mejores prácticas regulatorias y en coherencia con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, en el presente epígrafe se analizan las variaciones de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2024 respecto de los peajes de transporte y distribución establecidos para el ejercicio 2023 en la Resolución de 15 de diciembre de 2022.

Las variaciones de los peajes de un ejercicio respecto del ejercicio anterior se explican por la variación de la retribución asignada a los mismos, la variación del

perfil de los consumidores (que determina la asignación del coste por periodo horario y, en definitiva, el apuntamiento de los precios), la variación de flujos de los balances de potencia y energía (que determina la asignación de costes por nivel de tensión) y la variación de las variables de facturación (que condiciona los valores concretos de los peajes).

6.6.1. Impacto de la actualización de la retribución

La retribución considerada en el cálculo de los peajes del transporte³⁹ para el ejercicio 2024 es un 10,3% inferior a la considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2023. Por su parte, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de distribución⁴⁰ es un 2,8% superior a la considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2023, según la Memoria de la Resolución de 15 de diciembre de 2022 (véase Cuadro 52).

Cuadro 52. Retribución de las actividades de transporte y distribución consideradas en la determinación de los peajes de 2023 y 2024

	2023 (A)	2024 (B)	% variación (B) sobre (A)
Transporte	1.318.945	1.183.148	-10,3%
Distribución	5.053.865	5.194.086	2,8%
Total	6.372.810	6.377.235	0,1%

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 15 de diciembre de 2022 y Memoria de la Resolución

³⁹ La retribución del transporte considerada en la determinación de los peajes no se corresponde con la retribución del ejercicio dado que se minorra por los ingresos procedentes de las rentas de congestión en las conexiones internacionales y los ingresos de peajes de interconexiones e incorpora los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores.

⁴⁰ La retribución de la distribución considerada en la determinación de los peajes no se corresponde con la retribución del ejercicio dado que incorpora los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores.

En caso de que en el modelo de asignación no se actualizara ninguna variable más, el peaje de transporte se reduciría homotéticamente en todos sus términos un 10,3%, mientras que los términos de facturación de los peajes de distribución se aumentarían un 2,8%. El impacto de dicha variación sobre cada grupo tarifario depende del peso de la retribución del transporte asignada respecto de la retribución de la distribución asignada. Así, cuanto mayor sea la retribución del transporte respecto de la distribución mayor será el impacto de la reducción sobre cada grupo tarifario (véase Cuadro 53).

Cuadro 53. Impacto de la actualización de la retribución de las actividades de transporte y distribución sobre la facturación de peajes del ejercicio 2024

Peaje T&D	Asignación retribución 2023 (A)			Asignación retribución 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D		
	Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	2.934.297	978.093	3.912.390	2.956.748	985.583	3.942.330	0,8%	0,8%	0,8%
3.0 TD	559.680	214.602	774.281	564.958	213.228	778.186	0,9%	-0,6%	0,5%
6.1 TD	927.116	356.036	1.283.152	920.157	353.767	1.273.924	-0,8%	-0,6%	-0,7%
6.2 TD	153.277	61.489	214.765	149.420	59.975	209.395	-2,5%	-2,5%	-2,5%
6.3 TD	53.189	23.171	76.361	50.865	22.195	73.060	-4,4%	-4,2%	-4,3%
6.4 TD	77.617	34.238	111.855	69.626	30.713	100.339	-10,3%	-10,3%	-10,3%
Total	4.705.175	1.667.629	6.372.804	4.711.774	1.665.461	6.377.235	0,1%	-0,1%	0,1%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 15 de diciembre de 2022

6.6.2. Impacto de la variación del perfil de consumo

La retribución del transporte y la distribución se asignan por periodo horario teniendo en cuenta la participación de cada periodo en las H primeras horas de la monótona de cada nivel de tensión.

Como se detalla en el epígrafe 6.2.3, a los efectos anteriores en la Resolución de peajes del ejercicio 2023 se asigna la retribución por periodo horario teniendo en cuenta los perfiles de consumo correspondientes al ejercicio 2021 y las 1.600 primeras horas de la monótona de cada nivel de tensión, mientras que para el ejercicio 2024 se han empleado las curvas de carga correspondientes al ejercicio 2022 y se han tomado las 1.200 primeras horas.

En consecuencia, el impacto se puede descomponer en dos: uno motivado por la actualización de las curvas de carga y otro por la reducción del parámetro H.

En el Cuadro 54 se comparan los peajes de la resolución de 2023 con los que resultarían para este mismo ejercicio 2023 en caso de que únicamente se **actualizarán los perfiles de consumo**, esto es, manteniendo 1.600 horas a efectos del cálculo de la participación de cada periodo en la punta. Se observa que, como consecuencia de la **actualización de las curvas de carga**, se produce un incremento de los términos de potencia y energía en todos los periodos horarios, excepto los el periodo 2. Asimismo, se observa que los incrementos de precios son superiores en el periodo de valle para los consumidores conectados en media y alta tensión lo que implica una reducción de la señal de precios para este colectivo respecto de los peajes de la Resolución de peajes de 2023.

Cuadro 54. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 1.600 horas, en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución

Peaje de transporte y distribución de la Resolución de peajes 2023 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,3931	1,1504					0,029098	0,019794	0,000980			
3.0 TD	10,2673	10,0398	2,6513	2,3032	1,3819	1,3819	0,019466	0,015685	0,006382	0,004645	0,000412	0,000412
6.1 TD	19,1087	17,9112	8,9252	7,1583	0,5062	0,5062	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
6.2 TD	13,5617	13,5268	5,4208	4,0949	0,3742	0,3742	0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
6.3 TD	9,8802	9,4712	4,7969	3,5920	0,4871	0,4871	0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4 TD	8,4431	7,2791	3,5907	2,7513	0,3497	0,3497	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Peajes de transporte y distribución de 2023 actualizadas curvas de carga con 1.600 horas (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,2957	1,0746					0,029630	0,018874	0,000959			
3.0 TD	10,5533	8,1608	3,7123	2,8196	1,2879	1,2879	0,019934	0,012588	0,008269	0,005396	0,000955	0,000413
6.1 TD	19,5634	14,3676	11,5584	8,3237	0,6675	0,6675	0,018469	0,011521	0,007729	0,005103	0,000901	0,000364
6.2 TD	13,6690	10,7601	6,8792	5,2799	0,5429	0,5429	0,010806	0,006925	0,004348	0,003028	0,000637	0,000180
6.3 TD	9,9980	7,4268	6,0846	4,5332	0,6445	0,6445	0,009062	0,005529	0,003799	0,002592	0,000517	0,000211
6.4 TD	8,6105	5,7184	4,3551	3,4705	0,5026	0,5026	0,008796	0,005294	0,003624	0,002457	0,000476	0,000180

% variación (B) sobre (A)												
Grupo tarifario	variación del término de potencia del peaje de transporte y distribución						Variación del término de energía del peaje de transporte y distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-0,4%	-6,6%					1,8%	-4,6%	-2,1%			
3.0 TD	2,8%	-18,7%	40,0%	22,4%	-6,8%	-6,8%	2,4%	-19,7%	29,6%	16,2%	131,8%	0,2%
6.1 TD	2,4%	-19,8%	29,5%	16,3%	31,9%	31,9%	2,4%	-19,7%	29,6%	16,2%	148,9%	0,6%
6.2 TD	0,8%	-20,5%	26,9%	28,9%	45,1%	45,1%	0,8%	-20,5%	26,9%	28,9%	270,3%	4,7%
6.3 TD	1,2%	-21,6%	26,8%	26,2%	32,3%	32,3%	1,2%	-21,6%	26,9%	26,1%	162,4%	7,1%
6.4 TD	2,0%	-21,4%	21,3%	26,1%	43,7%	43,7%	2,0%	-21,4%	21,3%	26,1%	211,1%	17,6%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 15 de diciembre de 2022

En términos de facturación media, la actualización de los perfiles de carga supondría una reducción de peajes, en términos medios, del 0,7% para los

consumidores conectados en baja tensión e incrementos de entre el 1,6% y el 2,7% para los consumidores conectados en alta tensión (véase Cuadro 55).

Cuadro 55. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 1.600 horas, en la facturación de los peajes de transporte y distribución

Resolución de peajes 2023 (A)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	72.625	2.934.297	978.093	3.912.390	53,87
3.0 TD	35.303	559.680	214.602	774.281	21,93
6.1 TD	70.206	927.116	356.036	1.283.152	18,28
6.2 TD	22.604	153.277	61.489	214.765	9,50
6.3 TD	11.195	53.189	23.171	76.361	6,82
6.4 TD	18.380	77.617	34.238	111.855	6,09
Total	230.311	4.705.175	1.667.629	6.372.804	27,67

Asignación de 2023 actualizados las curvas de carga y considerando 1.600 horas (B)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	72.625	2.912.703	970.920	3.883.623	53,47
3.0 TD	35.303	554.994	214.794	769.788	21,81
6.1 TD	70.206	949.810	358.356	1.308.166	18,63
6.2 TD	22.604	156.270	61.836	218.106	9,65
6.3 TD	11.195	54.906	23.385	78.291	6,99
6.4 TD	18.380	80.283	34.572	114.855	6,25
Total	230.311	4.708.966	1.663.863	6.372.829	27,67

% variación de (B) sobre (A)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	0,0%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%
3.0 TD	0,0%	-0,8%	0,1%	-0,6%	-0,6%
6.1 TD	0,0%	2,4%	0,7%	1,9%	1,9%
6.2 TD	0,0%	2,0%	0,6%	1,6%	1,6%
6.3 TD	0,0%	3,2%	0,9%	2,5%	2,5%
6.4 TD	0,0%	3,4%	1,0%	2,7%	2,7%
Total	0,0%	0,1%	-0,2%	0,0%	0,0%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 15 de diciembre de 2022

En el Cuadro 56 y el Cuadro 57 se muestra el resultado de, una vez actualizados los perfiles de consumo, reducir el número de horas de 1.600 a 1.200. Se observa que, como consecuencia de la reducción del número de horas, los términos de potencia y energía del periodo 1 aumentan, mientras que los términos de potencia y energía del resto de periodos se reduce. En términos de facturación media, los consumidores conectados en baja tensión verían aumentada su facturación en un 0,2% (un +0,3% los acogidos al peaje 2.0 TD y un -0,1% los acogidos al peaje 3.0 TD), mientras que el resto de consumidores experimentan reducciones en la facturación de entre el 0,3% y el 1,7%.

Cuadro 56. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo y del parámetro H a 1.200 horas, en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución

Peajes de transporte y distribución de 2023 actualizadas curvas de carga y considerando 1.600 horas (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,2957	1,0746					0,029630	0,018874	0,000959			
3.0 TD	10,5533	8,1608	3,7123	2,8196	1,2879	1,2879	0,019934	0,012588	0,008269	0,005396	0,000955	0,000413
6.1 TD	19,5634	14,3676	11,5584	8,3237	0,6675	0,6675	0,018469	0,011521	0,007729	0,005103	0,000901	0,000364
6.2 TD	13,6690	10,7601	6,8792	5,2799	0,5429	0,5429	0,010806	0,006925	0,004348	0,003028	0,000637	0,000180
6.3 TD	9,9980	7,4268	6,0846	4,5332	0,6445	0,6445	0,009062	0,005529	0,003799	0,002592	0,000517	0,000211
6.4 TD	8,6105	5,7184	4,3551	3,4705	0,5026	0,5026	0,008796	0,005294	0,003624	0,002457	0,000476	0,000180

Peajes de transporte y distribución de 2023 actualizadas curvas de carga y considerando 1.200 horas (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,6492	0,7810					0,031254	0,018070	0,000524			
3.0 TD	12,1177	7,7477	3,3338	2,8124	0,9386	0,9386	0,022723	0,012085	0,007412	0,005323	0,000400	0,000224
6.1 TD	22,3049	13,7950	10,3596	8,2095	0,3351	0,3351	0,021054	0,011059	0,006927	0,005034	0,000378	0,000197
6.2 TD	15,6949	10,4177	6,1136	5,0675	0,2564	0,2564	0,012408	0,006706	0,003864	0,002907	0,000256	0,000092
6.3 TD	11,4954	7,1465	5,4319	4,4468	0,3565	0,3565	0,010418	0,005320	0,003391	0,002543	0,000220	0,000127
6.4 TD	9,9277	5,5206	3,8781	3,4038	0,2372	0,2372	0,010142	0,005110	0,003227	0,002409	0,000159	0,000093

% variación (B) sobre (A)												
Grupo tarifario	variación del término de potencia del peaje de transporte y distribución						Variación del término de energía del peaje de transporte y distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	1,6%	-27,3%					5,5%	-4,3%	-45,4%			
3.0 TD	14,8%	-5,1%	-10,2%	-0,3%	-27,1%	-27,1%	14,0%	-4,0%	-10,4%	-1,4%	-58,1%	-45,8%
6.1 TD	14,0%	-4,0%	-10,4%	-1,4%	-49,8%	-49,8%	14,0%	-4,0%	-10,4%	-1,4%	-58,0%	-45,9%
6.2 TD	14,8%	-3,2%	-11,1%	-4,0%	-52,8%	-52,8%	14,8%	-3,2%	-11,1%	-4,0%	-59,8%	-48,9%
6.3 TD	15,0%	-3,8%	-10,7%	-1,9%	-44,7%	-44,7%	15,0%	-3,8%	-10,7%	-1,9%	-57,4%	-39,8%
6.4 TD	15,3%	-3,5%	-11,0%	-1,9%	-52,8%	-52,8%	15,3%	-3,5%	-11,0%	-2,0%	-66,6%	-48,3%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 15 de diciembre de 2022

Cuadro 57. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo y del parámetro H a 1.200 horas, en la facturación de los peajes de transporte y distribución

Asignación de 2023 actualizados las curvas de carga y considerando 1.600 horas (A)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	72.625	2.912.703	970.920	3.883.623	53,47
3.0 TD	35.303	554.994	214.794	769.788	21,81
6.1 TD	70.206	949.810	358.356	1.308.166	18,63
6.2 TD	22.604	156.270	61.836	218.106	9,65
6.3 TD	11.195	54.906	23.385	78.291	6,99
6.4 TD	18.380	80.283	34.572	114.855	6,25
Total	230.311	4.708.966	1.663.863	6.372.829	27,67

Asignación de 2023 actualizados las curvas de carga y considerando 1.200 horas (B)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	72.625	2.920.148	973.383	3.893.531	53,61
3.0 TD	35.303	553.025	215.684	768.709	21,77
6.1 TD	70.206	946.323	357.289	1.303.612	18,57
6.2 TD	22.604	155.328	61.395	216.723	9,59
6.3 TD	11.195	54.202	23.074	77.276	6,90
6.4 TD	18.380	79.055	33.905	112.960	6,15
Total	230.311	4.708.081	1.664.729	6.372.810	27,67

% variación de (B) sobre (A)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	0,0%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
3.0 TD	0,0%	-0,4%	0,4%	-0,1%	-0,1%
6.1 TD	0,0%	-0,4%	-0,3%	-0,3%	-0,3%
6.2 TD	0,0%	-0,6%	-0,7%	-0,6%	-0,6%
6.3 TD	0,0%	-1,3%	-1,3%	-1,3%	-1,3%
6.4 TD	0,0%	-1,5%	-1,9%	-1,7%	-1,7%
Total	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 15 de diciembre de 2022

6.6.3. Impacto de la actualización de las variables de facturación

Una vez asignada la retribución del transporte y la distribución por nivel de tensión y periodo horario, los precios de los términos de potencia y energía resultan del cociente de la retribución asignada entre la variable de facturación correspondiente.

En el Cuadro 58 se muestra el impacto en los términos de potencia y energía de la actualización de las variables de facturación manteniendo el resto de los parámetros del modelo de asignación y en el Cuadro 59 el impacto sobre la facturación y el precio medio de los peajes.

Se observa que, como resultado de la actualización de las variables de facturación, con carácter general, se produce una reducción de los términos de potencia y un aumento de los términos de energía respecto de los de la Resolución de peajes de 2023, motivado porque para el ejercicio 2024 se estima un aumento de la potencia contratada por periodo horario, pero se espera una reducción del consumo al previsto inicialmente para el ejercicio 2023. En consecuencia, en términos de facturación media, se registra un aumento para todos los grupos tarifarios debido a la contracción del consumo.

Cuadro 58. Impacto de la actualización de las variables de facturación sobre los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución

Peaje de transporte y distribución de la Resolución de peajes 2023 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,3931	1,1504					0,029098	0,019794	0,000980			
3.0 TD	10,2673	10,0398	2,6513	2,3032	1,3819	1,3819	0,019466	0,015685	0,006382	0,004645	0,000412	0,000412
6.1 TD	19,1087	17,9112	8,9252	7,1583	0,5062	0,5062	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
6.2 TD	13,5617	13,5268	5,4208	4,0949	0,3742	0,3742	0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
6.3 TD	9,8802	9,4712	4,7969	3,5920	0,4871	0,4871	0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4 TD	8,4431	7,2791	3,5907	2,7513	0,3497	0,3497	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Peajes de transporte y distribución de 2023 actualizadas las variables de facturación (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	21,9966	1,1215					0,030597	0,020820	0,001031			
3.0 TD	10,0791	9,8768	2,6089	2,2662	1,3476	1,3476	0,020347	0,016497	0,006715	0,004888	0,000433	0,000433
6.1 TD	17,7484	16,6946	8,6123	6,8926	0,4946	0,4946	0,018888	0,015243	0,006408	0,004722	0,000391	0,000391
6.2 TD	11,6528	11,6303	5,1145	3,8701	0,3580	0,3580	0,010518	0,008669	0,003360	0,002300	0,000176	0,000176
6.3 TD	9,4220	9,0355	4,8393	3,4860	0,4794	0,4794	0,009342	0,007825	0,003327	0,002242	0,000224	0,000224
6.4 TD	6,9309	6,0506	3,2635	2,5928	0,3197	0,3197	0,008302	0,007064	0,003166	0,001988	0,000162	0,000162

% variación (B) sobre (A)												
Grupo tarifario	variación del término de potencia del peaje de transporte y distribución						Variación del término de energía del peaje de transporte y distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-1,8%	-2,5%					5,2%	5,2%	5,2%			
3.0 TD	-1,8%	-1,6%	-1,6%	-1,6%	-2,5%	-2,5%	4,5%	5,2%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%
6.1 TD	-7,1%	-6,8%	-3,5%	-3,7%	-2,3%	-2,3%	4,7%	6,2%	7,4%	7,5%	8,0%	8,0%
6.2 TD	-14,1%	-14,0%	-5,7%	-5,5%	-4,3%	-4,3%	-1,9%	-0,4%	-2,0%	-2,1%	2,3%	2,3%
6.3 TD	-4,6%	-4,6%	0,9%	-3,0%	-1,6%	-1,6%	4,3%	11,0%	11,1%	9,1%	13,7%	13,7%
6.4 TD	-17,9%	-16,9%	-9,1%	-5,8%	-8,6%	-8,6%	-3,7%	4,8%	6,0%	2,1%	5,9%	5,9%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 15 de diciembre de 2022

Cuadro 59. Impacto en la facturación de peajes de transporte y distribución de la actualización de las variables de facturación. Año 2023

Asignación de la retribución 2023 con variables facturación 2023 (A)								
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	124.633	72.625	2.934.297	978.093	3.912.390	40,40	13,47	53,87
3.0 TD	19.970	35.303	559.680	214.602	774.281	15,85	6,08	21,93
6.1 TD	17.132	70.206	927.116	356.036	1.283.152	13,21	5,07	18,28
6.2 TD	4.104	22.604	153.277	61.489	214.765	6,78	2,72	9,50
6.3 TD	1.852	11.195	53.189	23.171	76.361	4,75	2,07	6,82
6.4 TD	3.410	18.380	77.617	34.238	111.855	4,22	1,86	6,09
Total	171.101	230.311	4.705.175	1.667.629	6.372.804	20,43	7,24	27,67

Asignación de la retribución 2023 con variables facturación 2024 (B)								
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	126.710	69.076	2.929.305	976.440	3.905.745	42,41	14,14	56,54
3.0 TD	20.515	33.717	564.712	216.224	780.937	16,75	6,41	23,16
6.1 TD	18.201	65.442	927.116	356.036	1.283.152	14,17	5,44	19,61
6.2 TD	4.647	22.492	153.277	61.489	214.765	6,81	2,73	9,55
6.3 TD	1.917	10.017	53.189	23.171	76.361	5,31	2,31	7,62
6.4 TD	3.985	17.595	77.617	34.238	111.855	4,41	1,95	6,36
Total	175.976	218.340	4.705.217	1.667.598	6.372.815	21,55	7,64	29,19

% variación (B) sobre (A)								
Peaje T&D	Potencia facturada	Consumo	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	1,7%	-4,9%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	5,0%	5,0%	5,0%
3.0 TD	2,7%	-4,5%	0,9%	0,8%	0,9%	5,6%	5,5%	5,6%
6.1 TD	6,2%	-6,8%	0,0%	0,0%	0,0%	7,3%	7,3%	7,3%
6.2 TD	13,2%	-0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,5%	0,5%
6.3 TD	3,5%	-10,5%	0,0%	0,0%	0,0%	11,8%	11,8%	11,8%
6.4 TD	16,9%	-4,3%	0,0%	0,0%	0,0%	4,5%	4,5%	4,5%
Total	2,8%	-5,2%	0,0%	0,0%	0,0%	5,5%	5,5%	5,5%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 15 de diciembre de 2022

6.6.4. Impacto conjunto

En el Cuadro 60 se muestran las variaciones que resultan de los peajes de transporte y distribución respecto de los publicados en la Resolución de peajes de 2023. Se observa que, con carácter general, se registran aumentos en los términos de potencia y de energía de los periodos 1, 3 y 4 y reducciones en el resto de los periodos de los peajes de los consumidores conectados en distribución, con la excepción del término de energía del periodo 5 que experimenta incrementos. Los términos de potencia y energía de los consumidores conectados en transporte (peaje 6.4 TD) se reducen en todos los periodos como consecuencia de la reducción de la retribución asignada, respecto del ejercicio 2023, con la excepción del periodo 4. Dichas variaciones son consecuencia, como ya se ha señalado, de las modificaciones de los parámetros de asignación previstos para el año 2024 sobre las consideradas en las Resolución de peajes del año 2023.

Cuadro 60. Comparación de los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2023 y 2024

1. Peajes de transporte

Propuesta de resolución de peajes 2024 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,1172	0,0391					0,004528	0,002589	0,000075			
3.0 TD	1,5478	1,0094	0,4406	0,3584	0,0426	0,0426	0,005720	0,002979	0,001785	0,001301	0,000085	0,000055
6.1 TD	5,0383	3,1019	2,3850	1,8920	0,0781	0,0781	0,005224	0,002713	0,001742	0,001273	0,000081	0,000049
6.2 TD	4,9056	3,1488	2,1445	1,7233	0,0938	0,0938	0,004401	0,002283	0,001423	0,001044	0,000066	0,000040
6.3 TD	5,4368	3,4071	2,6780	2,0342	0,1319	0,1319	0,005280	0,002858	0,001839	0,001323	0,000086	0,000052
6.4 TD	7,3106	4,1164	3,1618	2,8774	0,1945	0,1945	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Resolución de peajes 2023 (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,5488	0,0707					0,004506	0,003050	0,000128			
3.0 TD	1,5015	1,5015	0,4621	0,3283	0,0771	0,0771	0,005105	0,004103	0,001791	0,001128	0,000093	0,000093
6.1 TD	5,1428	4,8916	2,5512	1,7706	0,1242	0,1242	0,004730	0,003755	0,001674	0,001067	0,000082	0,000082
6.2 TD	5,4153	5,3804	2,3461	1,6431	0,1565	0,1565	0,004252	0,003370	0,001498	0,000960	0,000071	0,000071
6.3 TD	5,4051	5,2496	2,7400	1,8887	0,2176	0,2176	0,004799	0,003786	0,001709	0,001093	0,000084	0,000084
6.4 TD	8,4431	7,2791	3,5907	2,7513	0,3497	0,3497	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

% Variación (A) sobre (B)												
Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte						Variación del término de energía del peaje de transporte					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-12,2%	-44,7%					0,5%	-15,1%	-41,4%			
3.0 TD	3,1%	-32,8%	-4,7%	9,2%	-44,7%	-44,7%	12,0%	-27,4%	-0,3%	15,3%	-8,6%	-40,9%
6.1 TD	-2,0%	-36,6%	-6,5%	6,9%	-37,1%	-37,1%	10,4%	-27,7%	4,1%	19,3%	-1,2%	-40,2%
6.2 TD	-9,4%	-41,5%	-8,6%	4,9%	-40,1%	-40,1%	3,5%	-32,3%	-5,0%	8,7%	-7,0%	-43,7%
6.3 TD	0,6%	-35,1%	-2,3%	7,7%	-39,4%	-39,4%	10,0%	-24,5%	7,6%	21,0%	2,4%	-38,1%
6.4 TD	-13,4%	-43,4%	-11,9%	4,6%	-44,4%	-44,4%	1,5%	-28,7%	2,6%	13,2%	-9,2%	-41,8%

2. Peajes de distribución

Propuesta de resolución de peajes 2024 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,2845	0,7375					0,028553	0,016595	0,000482			
3.0 TD	10,4501	6,6784	2,8669	2,4333	0,8918	0,8918	0,018254	0,009841	0,005788	0,004194	0,000339	0,000179
6.1 TD	15,5195	9,6610	7,5412	5,9563	0,2470	0,2470	0,016675	0,008962	0,005652	0,004103	0,000325	0,000163
6.2 TD	8,2329	5,6025	3,4712	2,9478	0,1447	0,1447	0,007471	0,004247	0,002263	0,001730	0,000183	0,000050
6.3 TD	5,0375	3,1033	2,5637	2,1046	0,2095	0,2095	0,005119	0,002793	0,001764	0,001336	0,000152	0,000088
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Resolución de peajes 2023 (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	18,8443	1,0797					0,024592	0,016744	0,000852			
3.0 TD	8,7658	8,5383	2,1891	1,9749	1,3048	1,3048	0,014361	0,011582	0,004591	0,003517	0,000319	0,000319
6.1 TD	13,9659	13,0196	6,3740	5,3877	0,3820	0,3820	0,013306	0,010599	0,004291	0,003326	0,000280	0,000280
6.2 TD	8,1464	8,1464	3,0748	2,4518	0,2177	0,2177	0,006467	0,005337	0,001929	0,001389	0,000101	0,000101
6.3 TD	4,4751	4,2216	2,0570	1,7033	0,2695	0,2695	0,004158	0,003266	0,001285	0,000962	0,000113	0,000113
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

% Variación (A) sobre (B)												
Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	2,3%	-31,7%					16,1%	-0,9%	-43,4%			
3.0 TD	19,2%	-21,8%	31,0%	23,2%	-31,7%	-31,7%	27,1%	-15,0%	26,1%	19,2%	6,3%	-43,9%
6.1 TD	11,1%	-25,8%	18,3%	10,6%	-35,3%	-35,3%	25,3%	-15,4%	31,7%	23,4%	16,1%	-41,8%
6.2 TD	1,1%	-31,2%	12,9%	20,2%	-33,5%	-33,5%	15,5%	-20,4%	17,3%	24,6%	81,2%	-50,5%
6.3 TD	12,6%	-26,5%	24,6%	23,6%	-22,2%	-22,2%	23,1%	-14,5%	37,3%	38,9%	34,5%	-22,1%
6.4 TD												

3. Peajes de transporte y distribución

Propuesta de resolución de peajes 2024 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,4017	0,7766					0,033081	0,019184	0,000557			
3.0 TD	11,9978	7,6878	3,3074	2,7918	0,9344	0,9344	0,023974	0,012820	0,007573	0,005495	0,000424	0,000234
6.1 TD	20,5579	12,7629	9,9263	7,8484	0,3251	0,3251	0,021899	0,011675	0,007394	0,005376	0,000406	0,000212
6.2 TD	13,1384	8,7512	5,6157	4,6711	0,2385	0,2385	0,011872	0,006530	0,003686	0,002774	0,000249	0,000090
6.3 TD	10,4743	6,5104	5,2417	4,1388	0,3415	0,3415	0,010399	0,005651	0,003603	0,002659	0,000238	0,000140
6.4 TD	7,3106	4,1164	3,1618	2,8774	0,1945	0,1945	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Resolución de peajes 2023 (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,3931	1,1504					0,029098	0,019794	0,000980			
3.0 TD	10,2673	10,0398	2,6513	2,3032	1,3819	1,3819	0,019466	0,015685	0,006382	0,004645	0,000412	0,000412
6.1 TD	19,1087	17,9112	8,9252	7,1583	0,5062	0,5062	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
6.2 TD	13,5617	13,5268	5,4208	4,0949	0,3742	0,3742	0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
6.3 TD	9,8802	9,4712	4,7969	3,5920	0,4871	0,4871	0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4 TD	8,4431	7,2791	3,5907	2,7513	0,3497	0,3497	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

% Variación (A) sobre (B)												
Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,0%	-32,5%					13,7%	-3,1%	-43,2%			
3.0 TD	16,9%	-23,4%	24,7%	21,2%	-32,4%	-32,4%	23,2%	-18,3%	18,7%	18,3%	2,9%	-43,2%
6.1 TD	7,6%	-28,7%	11,2%	9,6%	-35,8%	-35,8%	21,4%	-18,7%	24,0%	22,4%	12,2%	-41,4%
6.2 TD	-3,1%	-35,3%	3,6%	14,1%	-36,3%	-36,3%	10,8%	-25,0%	7,6%	18,1%	44,8%	-47,7%
6.3 TD	6,0%	-31,3%	9,3%	15,2%	-29,9%	-29,9%	16,1%	-19,9%	20,3%	29,4%	20,8%	-28,9%
6.4 TD	-13,4%	-43,4%	-11,9%	4,6%	-44,4%	-44,4%	1,5%	-28,7%	2,6%	13,2%	-9,2%	-41,8%

Fuente: CNMC y Resolución de 15 de diciembre de 2022

Por otra parte, en el Cuadro 61 se compara la previsión de potencia facturada y consumo inicial para el ejercicio 2023, así como la facturación de peajes de transporte y distribución y la facturación media con la previsión de potencia, consumo, facturación y facturación media que resultan para el ejercicio 2024. Se observa que, en términos medios, la reducción de la facturación por peajes de transporte se compensa con el incremento de la facturación por peajes de distribución. No obstante, la facturación media se incrementa un 5,6%, motivado por el consumo esperado para el ejercicio 2024 respecto del en la Resolución de peajes de 2023.

Por grupo tarifario, la facturación de peajes de redes se reduce para los consumidores conectados en alta tensión y en transporte, mientras que aumenta para el resto de los consumidores. En términos de facturación media, se registra un incremento para todos los consumidores, con la excepción de los conectados en transporte.

Cuadro 61. Comparación de previsiones de potencia, consumo, facturación de peajes y precio medio implícitas en las resoluciones de peajes de los ejercicios 2023 y 2024

Propuesta de resolución de peajes 2024 (A)								
Grupo tarifario	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
2.0 TD	126.708	69.076	533.228	3.382.617	3.915.845	7,72	48,97	56,69
3.0 TD	20.359	33.717	120.914	659.524	780.438	3,59	19,56	23,15
6.1 TD	18.153	65.442	311.934	982.397	1.294.331	4,77	15,01	19,78
6.2 TD	4.638	22.492	78.241	133.094	211.335	3,48	5,92	9,40
6.3 TD	1.917	10.017	37.502	36.454	73.956	3,74	3,64	7,38
6.4 TD	3.972	17.595	101.330	-	101.330	5,76	-	5,76
Total	175.747	218.340	1.183.148	5.194.086	6.377.235	5,42	23,79	29,21

Resolución de peajes 2023 (B)								
Grupo tarifario	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
2.0 TD	124.633	72.625	601.480	3.310.910	3.912.390	8,28	45,59	53,87
3.0 TD	19.970	35.303	134.488	639.793	774.281	3,81	18,12	21,93
6.1 TD	17.132	70.206	342.983	940.169	1.283.152	4,89	13,39	18,28
6.2 TD	4.104	22.604	86.676	128.090	214.765	3,83	5,67	9,50
6.3 TD	1.852	11.195	41.460	34.900	76.361	3,70	3,12	6,82
6.4 TD	3.410	18.380	111.855	-	111.855	6,09	-	6,09
Total	171.101	230.311	1.318.943	5.053.862	6.372.804	5,73	21,94	27,67

% Variación (A) sobre (B)								
Grupo tarifario	Potencia facturada	Consumo	Facturación peaje de T&D			Facturación media peaje de T&D		
			Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
2.0 TD	1,7%	-4,9%	-11,3%	2,2%	0,1%	-6,8%	7,4%	5,2%
3.0 TD	1,9%	-4,5%	-10,1%	3,1%	0,8%	-5,9%	7,9%	5,5%
6.1 TD	6,0%	-6,8%	-9,1%	4,5%	0,9%	-2,4%	12,1%	8,2%
6.2 TD	13,0%	-0,5%	-9,7%	3,9%	-1,6%	-9,3%	4,4%	-1,1%
6.3 TD	3,5%	-10,5%	-9,5%	4,5%	-3,1%	1,1%	16,7%	8,2%
6.4 TD	16,5%	-4,3%	-9,4%		-9,4%	-5,4%		-5,4%
Total	2,7%	-5,2%	-10,3%	2,8%	0,1%	-5,4%	8,4%	5,6%

Fuente: CNMC y Resolución de 15 de diciembre de 2022

A efectos de comprender mejor las variaciones de los peajes respecto del ejercicio 2023, en el Cuadro 62 se presentan las variaciones de peajes de transporte y distribución, respectivamente, que hubieran resultado dada la previsión de cierre del ejercicio 2023 respecto de la previsión inicial de la Resolución de 15 de diciembre de 2022 y en el Cuadro 63 se compara las previsiones de potencia facturada, consumo, facturación de peajes y facturación media que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020 dado el escenario inicial previsto para el ejercicio 2023 y el escenario previsto para el cierre del mismo ejercicio.

Se observa que, como resultado de actualizar las variables de facturación respecto de las inicialmente previstas para el ejercicio 2023, se produce una reducción generalizada de los términos de potencia y un incremento de los términos de energía de los peajes de transporte y distribución respecto de los términos de la resolución de peajes de 2023.

Asimismo, como resultado de actualizar las variables de acceso, la facturación de peajes de acceso se mantiene constante, con la excepción de los peajes 2.0 TD (-0,1%) y 3.0 TD (+0,5%), motivado porque si bien el coste asignado a la baja tensión es el mismo, la diferente evolución de potencias y consumo hace que la asignación a cada uno de los peajes resulte diferente. No obstante, los precios medios de peajes de todos los consumidores se ven incrementados.

Cuadro 62. Peajes de transporte y distribución de la Resolución de 15 de diciembre 2022 y resultado de la asignación supuesto el escenario previsto para el cierre de 2023

1. Peajes de transporte

Resolución de peajes 2023 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,5488	0,0707					0,004506	0,003050	0,000128			
3.0 TD	1,5015	1,5015	0,4621	0,3283	0,0771	0,0771	0,005105	0,004103	0,001791	0,001128	0,000093	0,000093
6.1 TD	5,1428	4,8916	2,5512	1,7706	0,1242	0,1242	0,004730	0,003755	0,001674	0,001067	0,000082	0,000082
6.2 TD	5,4153	5,3804	2,3461	1,6431	0,1565	0,1565	0,004252	0,003370	0,001498	0,000960	0,000071	0,000071
6.3 TD	5,4051	5,2496	2,7400	1,8887	0,2176	0,2176	0,004799	0,003786	0,001709	0,001093	0,000084	0,000084
6.4 TD	8,4431	7,2791	3,5907	2,7513	0,3497	0,3497	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Asignación retribución 2023 con previsión de cierre 2023 (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,5094	0,0694					0,004671	0,003161	0,000133			
3.0 TD	1,4847	1,4847	0,4576	0,3250	0,0757	0,0757	0,005271	0,004262	0,001862	0,001173	0,000097	0,000097
6.1 TD	4,8229	4,6033	2,4854	1,7213	0,1226	0,1226	0,004931	0,003969	0,001791	0,001143	0,000088	0,000088
6.2 TD	4,6730	4,6503	2,2240	1,5602	0,1504	0,1504	0,004285	0,003443	0,001506	0,000965	0,000075	0,000075
6.3 TD	5,1685	5,0221	2,7722	1,8388	0,2149	0,2149	0,005115	0,004294	0,001935	0,001216	0,000097	0,000097
6.4 TD	6,9828	6,0970	3,2884	2,6125	0,3222	0,3222	0,008548	0,007260	0,003276	0,002079	0,000168	0,000168

% variación (B) sobre (A)												
Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte						Variación del término de energía del peaje de transporte					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-1,1%	-1,9%					3,7%	3,6%	3,9%			
3.0 TD	-1,1%	-1,1%	-1,0%	-1,0%	-1,9%	-1,9%	3,3%	3,9%	4,0%	4,0%	4,3%	4,3%
6.1 TD	-6,2%	-5,9%	-2,6%	-2,8%	-1,3%	-1,3%	4,2%	5,7%	7,0%	7,1%	7,3%	7,3%
6.2 TD	-13,7%	-13,6%	-5,2%	-5,0%	-3,9%	-3,9%	0,8%	2,2%	0,5%	0,5%	5,6%	5,6%
6.3 TD	-4,4%	-4,3%	1,2%	-2,6%	-1,3%	-1,3%	6,6%	13,4%	13,2%	11,3%	15,5%	15,5%
6.4 TD	-17,3%	-16,2%	-8,4%	-5,0%	-7,9%	-7,9%	-0,9%	7,7%	9,6%	6,7%	8,8%	9,8%

2. Peajes de distribución

Resolución de peajes 2023 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	18,8443	1,0797					0,024592	0,016744	0,000852			
3.0 TD	8,7658	8,5383	2,1891	1,9749	1,3048	1,3048	0,014361	0,011582	0,004591	0,003517	0,000319	0,000319
6.1 TD	13,9659	13,0196	6,3740	5,3877	0,3820	0,3820	0,013306	0,010599	0,004291	0,003326	0,000280	0,000280
6.2 TD	8,1464	8,1464	3,0748	2,4518	0,2177	0,2177	0,006467	0,005337	0,001929	0,001389	0,000101	0,000101
6.3 TD	4,4751	4,2216	2,0570	1,7033	0,2695	0,2695	0,004158	0,003266	0,001285	0,000962	0,000113	0,000113
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Asignación retribución 2023 con previsión de cierre 2023 (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	18,6299	1,0594					0,025478	0,017349	0,000883			
3.0 TD	8,6571	8,4529	2,1675	1,9553	1,2802	1,2802	0,014827	0,012030	0,004771	0,003656	0,000331	0,000331
6.1 TD	13,0972	12,2523	6,2097	5,2376	0,3768	0,3768	0,013872	0,011205	0,004589	0,003562	0,000302	0,000302
6.2 TD	7,0354	7,0354	2,9148	2,3282	0,2093	0,2093	0,006517	0,005452	0,001939	0,001396	0,000106	0,000106
6.3 TD	4,2791	4,0387	2,0812	1,6582	0,2661	0,2661	0,004432	0,003704	0,001455	0,001070	0,000131	0,000131
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

% variación (B) sobre (A)												
Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-1,1%	-1,9%					3,6%	3,6%	3,6%			
3.0 TD	-1,2%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,9%	-1,9%	3,2%	3,9%	3,9%	4,0%	3,8%	3,8%
6.1 TD	-6,2%	-5,9%	-2,6%	-2,8%	-1,3%	-1,3%	4,3%	5,7%	6,9%	7,1%	7,9%	7,9%
6.2 TD	-13,6%	-13,6%	-5,2%	-5,0%	-3,9%	-3,9%	0,8%	2,2%	0,5%	0,5%	5,0%	5,0%
6.3 TD	-4,4%	-4,3%	1,2%	-2,6%	-1,3%	-1,3%	6,6%	13,4%	13,2%	11,2%	15,9%	15,9%
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

3. Peajes de transporte y distribución

Resolución de peajes 2023 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,3931	1,1504					0,029098	0,019794	0,000980			
3.0 TD	10,2673	10,0398	2,6513	2,3032	1,3819	1,3819	0,019466	0,015685	0,006382	0,004645	0,000412	0,000412
6.1 TD	19,1087	17,9112	8,9252	7,1583	0,5062	0,5062	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
6.2 TD	13,5617	13,5268	5,4208	4,0949	0,3742	0,3742	0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
6.3 TD	9,8802	9,4712	4,7969	3,5920	0,4871	0,4871	0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4 TD	8,4431	7,2791	3,5907	2,7513	0,3497	0,3497	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Asignación retribución 2023 con previsión de cierre 2023 (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,1393	1,1288					0,030149	0,020510	0,001016			
3.0 TD	10,1417	9,9376	2,6251	2,2803	1,3559	1,3559	0,020098	0,016292	0,006633	0,004829	0,000428	0,000428
6.1 TD	17,9200	16,8557	8,6951	6,9589	0,4994	0,4994	0,018803	0,015174	0,006380	0,004705	0,000390	0,000390
6.2 TD	11,7084	11,6857	5,1387	3,8885	0,3597	0,3597	0,010802	0,008895	0,003445	0,002361	0,000181	0,000181
6.3 TD	9,4476	9,0608	4,8534	3,4969	0,4809	0,4809	0,009547	0,007998	0,003390	0,002286	0,000228	0,000228
6.4 TD	6,9828	6,0970	3,2884	2,6125	0,3222	0,3222	0,008548	0,007260	0,003276	0,002079	0,000168	0,000168

% variación (B) sobre (A)												
Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-1,1%	-1,9%					3,6%	3,6%	3,7%			
3.0 TD	-1,2%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,9%	-1,9%	3,2%	3,9%	3,9%	4,0%	3,9%	3,9%
6.1 TD	-6,2%	-5,9%	-2,6%	-2,8%	-1,3%	-1,3%	4,3%	5,7%	7,0%	7,1%	7,7%	7,7%
6.2 TD	-13,7%	-13,6%	-5,2%	-5,0%	-3,9%	-3,9%	0,8%	2,2%	0,5%	0,5%	5,2%	5,2%
6.3 TD	-4,4%	-4,3%	1,2%	-2,6%	-1,3%	-1,3%	6,6%	13,4%	13,2%	11,2%	15,7%	15,7%
6.4 TD	-17,3%	-16,2%	-8,4%	-5,0%	-7,9%	-7,9%	-0,9%	7,7%	9,6%	6,7%	9,8%	9,8%

Fuente: CNMC y Resolución de 15 de diciembre de 2022

Cuadro 63. Comparación de previsiones de potencia facturada, consumo, facturación de peajes y precio medio del ejercicio 2023 de la Resolución de 15 de diciembre de 2022 y la asignación que resulta para la previsión de cierre de 2023

Resolución de peajes 2023 (A)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	124.633	72.625	3.912.390	53,87
3.0 TD	19.970	35.303	774.281	21,93
6.1 TD	17.132	70.206	1.283.152	18,28
6.2 TD	4.104	22.604	214.765	9,50
6.3 TD	1.852	11.195	76.361	6,82
6.4 TD	3.410	18.380	111.855	6,09
Total	171.101	230.311	6.372.804	27,67

Asignación retribución 2023 con previsión de cierre 2023 (B)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	125.978	70.116	3.908.337	55,74
3.0 TD	20.342	33.933	778.334	22,94
6.1 TD	18.027	65.677	1.283.152	19,54
6.2 TD	4.625	21.932	214.765	9,79
6.3 TD	1.912	9.821	76.361	7,78
6.4 TD	3.955	16.974	111.855	6,59
Total	174.839	218.451	6.372.804	29,17

% variación (B) sobre (A)				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	1,1%	-3,5%	-0,1%	3,5%
3.0 TD	1,9%	-3,9%	0,5%	4,6%
6.1 TD	5,2%	-6,5%	0,0%	6,9%
6.2 TD	12,7%	-3,0%	0,0%	3,1%
6.3 TD	3,2%	-12,3%	0,0%	14,0%
6.4 TD	16,0%	-7,6%	0,0%	8,3%
Total	2,2%	-5,1%	0,0%	5,4%

Fuente: CNMC y Resolución de 15 de diciembre de 2022

Por último, en el Cuadro 64 se comparan los peajes de transporte y distribución que resultan de asignar la retribución del ejercicio 2023 con el escenario previsto de cierre del ejercicio 2023, manteniendo el resto de los parámetros, con los peajes que resultan para 2024. Se observa que los términos de potencia y energía de peajes de transporte y distribución resultantes para el año 2024 son, con carácter general, superiores a los que resultan de considerar el escenario de cierre de 2023 para los periodos 1, 3 y 4 e inferiores en el resto de los periodos, excluido el peaje 6.4 TD, que como consecuencia de la reducción de la retribución del transporte ve reducidos los términos de facturación en todos los periodos, y el término de energía del periodo 5.

En el Cuadro 65 se compara las previsiones de potencia facturada, consumo, facturación de peajes y facturación media que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020 dado el escenario previsto para el cierre del ejercicio 2023 y para 2024. Cabe señalar que, el aumento, tanto en términos de facturación como en términos de facturación media, para los grupos tarifarios 6.1TD, 6.2TD y 6.3TD, como se ha señalado en epígrafes anteriores, motivado por la actualización de los balances de potencia y energía.

Cuadro 64. Peajes de transporte y distribución resultantes para 2023 con la previsión de cierre de 2023 y para 2024

1. Peajes de transporte

Propuesta de resolución de peajes 2024 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,117200	0,039102					0,004528	0,002589	0,000075			
3.0 TD	1,547750	1,009391	0,440585	0,358447	0,042635	0,042635	0,005720	0,002979	0,001785	0,001301	0,000085	0,000055
6.1 TD	5,038316	3,101868	2,385032	1,892034	0,078114	0,078114	0,005224	0,002713	0,001742	0,001273	0,000081	0,000049
6.2 TD	4,905550	3,148751	2,144498	1,723336	0,093775	0,093775	0,004401	0,002283	0,001423	0,001044	0,000066	0,000040
6.3 TD	5,436815	3,407131	2,678037	2,034190	0,131927	0,131927	0,005280	0,002858	0,001839	0,001323	0,000086	0,000052
6.4 TD	7,310560	4,116430	3,161822	2,877385	0,194493	0,194493	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Asignación retribución 2023 con previsión de cierre 2023 (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,509375	0,069399					0,004671	0,003161	0,000133			
3.0 TD	1,484684	1,484684	0,457572	0,324995	0,075693	0,075693	0,005271	0,004262	0,001862	0,001173	0,000097	0,000097
6.1 TD	4,822865	4,603330	2,485420	1,721294	0,122576	0,122576	0,004931	0,003969	0,001791	0,001143	0,000088	0,000088
6.2 TD	4,673018	4,650278	2,223961	1,560243	0,150393	0,150393	0,004285	0,003443	0,001506	0,000965	0,000075	0,000075
6.3 TD	5,168467	5,022108	2,772208	1,838751	0,214858	0,214858	0,005115	0,004294	0,001935	0,001216	0,000097	0,000097
6.4 TD	6,982792	6,097017	3,288375	2,612545	0,322249	0,322249	0,008548	0,007260	0,003276	0,002079	0,000168	0,000168

% variación (A) sobre (B)												
Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte						Variación del término de energía del peaje de transporte					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-11,2%	-43,7%					-3,1%	-18,1%	-43,6%			
3.0 TD	4,2%	-32,0%	-3,7%	10,3%	-43,7%	-43,7%	8,5%	-30,1%	-4,1%	10,9%	-12,4%	-43,3%
6.1 TD	4,5%	-32,6%	-4,0%	9,9%	-36,3%	-36,3%	5,9%	-31,6%	-2,7%	11,4%	-8,0%	-44,3%
6.2 TD	5,0%	-32,3%	-3,6%	10,5%	-37,6%	-37,6%	2,7%	-33,7%	-5,5%	8,2%	-12,0%	-46,7%
6.3 TD	5,2%	-32,2%	-3,4%	10,6%	-38,6%	-38,6%	3,2%	-33,4%	-5,0%	8,8%	-11,3%	-46,4%
6.4 TD	4,7%	-32,5%	-3,8%	10,1%	-39,6%	-39,6%	2,4%	-33,8%	-6,4%	6,1%	-17,3%	-47,0%

2. Peajes de distribución

Propuesta de resolución de peajes 2024 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,284546	0,737462					0,028553	0,016595	0,000482			
3.0 TD	10,450080	6,678414	2,866852	2,433339	0,891800	0,891800	0,018254	0,009841	0,005788	0,004194	0,000339	0,000179
6.1 TD	15,519534	9,661016	7,541219	5,956346	0,247027	0,247027	0,016675	0,008962	0,005652	0,004103	0,000325	0,000163
6.2 TD	8,232863	5,602456	3,471172	2,947782	0,144700	0,144700	0,007471	0,004247	0,002263	0,001730	0,000183	0,000050
6.3 TD	5,037478	3,103289	2,563687	2,104645	0,209538	0,209538	0,005119	0,002793	0,001764	0,001336	0,000152	0,000088
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Asignación retribución 2023 con previsión de cierre 2023 (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	18,629878	1,059397					0,025478	0,017349	0,000883			
3.0 TD	8,657052	8,452948	2,167534	1,955292	1,280214	1,280214	0,014827	0,012030	0,004771	0,003656	0,000331	0,000331
6.1 TD	13,097158	12,252348	6,209700	5,237556	0,376833	0,376833	0,013872	0,011205	0,004589	0,003562	0,000302	0,000302
6.2 TD	7,035384	7,035384	2,914755	2,328218	0,209291	0,209291	0,006517	0,005452	0,001939	0,001396	0,000106	0,000106
6.3 TD	4,279143	4,038716	2,081186	1,658172	0,266080	0,266080	0,004432	0,003704	0,001455	0,001070	0,000131	0,000131
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

% variación (A) sobre (B)												
Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,5%	-30,4%					12,1%	-4,3%	-45,4%			
3.0 TD	20,7%	-21,0%	32,3%	24,4%	-30,3%	-30,3%	23,1%	-18,2%	21,3%	14,7%	2,4%	-45,9%
6.1 TD	18,5%	-21,1%	21,4%	13,7%	-34,4%	-34,4%	20,2%	-20,0%	23,2%	15,2%	7,6%	-46,0%
6.2 TD	17,0%	-20,4%	19,1%	26,6%	-30,9%	-30,9%	14,6%	-22,1%	16,7%	23,9%	72,6%	-52,8%
6.3 TD	17,7%	-23,2%	23,2%	26,9%	-21,3%	-21,3%	15,5%	-24,6%	21,2%	24,9%	16,0%	-32,8%
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

3. Peajes de transporte y distribución

Propuesta de resolución de peajes 2024 (A)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de T&D (€/kW año)						Término de energía del peaje de T&D (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,401746	0,776564					0,033081	0,019184	0,000557			
3.0 TD	11,997830	7,687805	3,307437	2,791786	0,934435	0,934435	0,023974	0,012820	0,007573	0,005495	0,000424	0,000234
6.1 TD	20,557850	12,762884	9,926251	7,848380	0,325141	0,325141	0,021899	0,011675	0,007394	0,005376	0,000406	0,000212
6.2 TD	13,138413	8,751207	5,615670	4,671118	0,238475	0,238475	0,011872	0,006530	0,003686	0,002774	0,000249	0,000090
6.3 TD	10,474293	6,510420	5,241724	4,138835	0,341465	0,341465	0,010399	0,005651	0,003603	0,002659	0,000238	0,000140
6.4 TD	7,310560	4,116430	3,161822	2,877385	0,194493	0,194493	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Asignación retribución 2023 con previsión de cierre 2023 (B)												
Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de T&D (€/kW año)						Término de energía del peaje de T&D (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,139253	1,128796					0,030149	0,020510	0,001016			
3.0 TD	10,141736	9,937632	2,625106	2,280287	1,355907	1,355907	0,020098	0,016292	0,006633	0,004829	0,000428	0,000428
6.1 TD	17,920023	16,855678	8,695120	6,958850	0,499409	0,499409	0,018803	0,015174	0,006380	0,004705	0,000390	0,000390
6.2 TD	11,708402	11,685662	5,138716	3,888461	0,359684	0,359684	0,010802	0,008895	0,003445	0,002361	0,000181	0,000181
6.3 TD	9,447610	9,060824	4,853394	3,496923	0,480938	0,480938	0,009547	0,007998	0,003390	0,002286	0,000228	0,000228
6.4 TD	6,982792	6,097017	3,288375	2,612545	0,322249	0,322249	0,008548	0,007260	0,003276	0,002079	0,000168	0,000168

% variación (A) sobre (B)												
Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de T&D						Variación del término de energía del peaje de T&D					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	1,2%	-31,2%					9,7%	-6,5%	-45,2%			
3.0 TD	18,3%	-22,6%	26,0%	22,4%	-31,1%	-31,1%	19,3%	-21,3%	14,2%	13,8%	-0,9%	-45,3%
6.1 TD	14,7%	-24,3%	14,2%	12,8%	-34,9%	-34,9%	16,5%	-23,1%	15,9%	14,3%	4,1%	-45,6%
6.2 TD	12,2%	-25,1%	9,3%	20,1%	-33,7%	-33,7%	9,9%	-26,6%	7,0%	17,5%	37,6%	-50,3%
6.3 TD	10,9%	-28,1%	8,0%	18,4%	-29,0%	-29,0%	8,9%	-29,3%	6,3%	16,3%	4,4%	-38,6%
6.4 TD	4,7%	-32,5%	-3,8%	10,1%	-39,6%	-39,6%	2,4%	-33,8%	-6,4%	6,1%	-17,3%	-47,0%

Fuente: CNMC y Resolución de 15 de diciembre de 2022

Cuadro 65. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio de para el cierre del ejercicio 2023 y 2024

Propuesta peajes 2024 (A)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	126.708	69.076	3.915.587	56,68
3.0 TD	20.370	33.717	780.697	23,15
6.1 TD	18.153	65.442	1.294.331	19,78
6.2 TD	4.638	22.492	211.335	9,40
6.3 TD	1.917	10.017	73.956	7,38
6.4 TD	3.972	17.595	101.330	5,76
Total	175.758	218.340	6.377.235	29,21

Asignación retribución 2023 con previsión de cierre 2023 (B)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	125.978	70.116	3.908.337	55,74
3.0 TD	20.342	33.933	778.334	22,94
6.1 TD	18.027	65.677	1.283.152	19,54
6.2 TD	4.625	21.932	214.765	9,79
6.3 TD	1.912	9.821	76.361	7,78
6.4 TD	3.955	16.974	111.855	6,59
Total	174.839	218.451	6.372.804	29,17

% variación (A) sobre (B)				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	0,6%	-1,5%	0,2%	1,7%
3.0 TD	0,1%	-0,6%	0,3%	0,9%
6.1 TD	0,7%	-0,4%	0,9%	1,2%
6.2 TD	0,3%	2,6%	-1,6%	-4,0%
6.3 TD	0,3%	2,0%	-3,1%	-5,0%
6.4 TD	0,4%	3,7%	-9,4%	-12,6%
Total	0,5%	-0,1%	0,1%	0,1%

Fuente: CNMC y Resolución de 15 de diciembre de 2022

De los análisis anteriores cabe concluir que la variación de los peajes del ejercicio 2024 está determinada por la evolución de los parámetros implicados en la asignación, esto es, retribución, curvas de carga, energía y variables de facturación. En el cuadro inferior se resume, en términos de facturación media, el impacto sobre los peajes de cada uno de los parámetros analizados. Cabe señalar que el impacto conjunto sobre cada grupo tarifario no resulta de la agregación de impactos, sino de la combinación de los mismos.

Cuadro 66. Comparación de la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2024 a los precios de la Resolución de peajes de 2023 y a los precios de 2024

Grupo tarifario	Efecto retribución	Efecto perfil	Efecto reducción número de horas	Efecto demanda	Impacto conjunto
2.0 TD	0,8%	-0,7%	0,3%	5,0%	5,2%
3.0 TD	0,5%	-0,6%	-0,1%	5,6%	5,6%
6.1 TD	-0,7%	1,9%	-0,3%	7,3%	8,2%
6.2 TD	-2,5%	1,6%	-0,6%	0,5%	-1,1%
6.3 TD	-4,3%	2,5%	-1,3%	11,8%	8,2%
6.4 TD	-10,3%	2,7%	-1,7%	4,5%	-5,4%
Total	0,1%	0,0%	0,0%	5,5%	5,6%

Fuente: CNMC

No obstante, teniendo en cuenta que el impacto real sobre los consumidores en caso de no modificar sus pautas de consumo dependerá únicamente de la variación de los precios, en el Cuadro 67 se muestra el resultado de facturar el escenario de demanda previsto para el ejercicio 2024 a los precios de la resolución de peajes de 2023 y a los precios que resultan para el ejercicio 2024, con objeto de aislar el impacto de la variación de precios del resto de los impactos analizados. Se observa que, como resultado de la actualización de los peajes, se registran reducciones en la facturación de todos los grupos tarifarios, con la excepción del peaje 2.0TD que se incrementa un 0,1%.

Cuadro 67. Comparación de la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2024 a los precios de la Resolución de peajes de 2023 y a los precios de 2024

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)		% variación (B) sobre (A)
		Peajes 2023 (A)	Peajes 2024 (B)	
2.0 TD	69.076	3.911.693	3.915.592	0,1%
3.0 TD	33.674	775.835	775.538	0,0%
3.0 TDVE	43	2.320	2.313	-0,3%
6.1 TD	65.434	1.318.914	1.293.177	-2,0%
6.1 TDVE	8	619	597	-3,5%
6.2 TD	22.492	235.655	211.330	-10,3%
6.3 TD	10.017	76.342	73.952	-3,1%
6.4 TD	17.595	124.005	101.329	-18,3%
Total	218.340	6.445.382	6.373.829	-1,1%

Fuente: CNMC y Resolución de 15 de diciembre de 2022

6.7. Análisis de las variaciones de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio

De acuerdo con las mejores prácticas regulatorias y conforme al artículo 13 de la Circular 3/2020, en el presente epígrafe se muestra la evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio.

La retribución del transporte y la distribución prevista para los ejercicios 2023-2025 resultan de aplicar la metodología Circular 5/2019 y 6/2019, teniendo en cuenta la puesta en servicio de las instalaciones consideradas en los planes de inversión y en las previsiones del PNIEC, según la información disponible en CNMC.

Se indica que en el cálculo de los peajes hasta el final del periodo regulatorio se han mantenido los balances de potencia y energía y las participaciones en punta, ya que no ha sido posible anticipar la respuesta de los consumidores a la definición de los nuevos periodos horarios y a la señal de precios que resulta de la metodología. En consecuencia, las variaciones registradas en los peajes de transporte y distribución obedecen a las variaciones de la retribución del

transporte y la distribución, y a la demanda prevista para cada uno de los ejercicios.

En el Anexo I de la Memoria se detallan las hipótesis implícitas en las previsiones de demanda para el periodo 2023-2025.

En el Cuadro 68 se muestra la evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio para el escenario de laminación recogido en el epígrafe 5.5, si bien, como se ha indicado, la laminación de ejercicios posteriores estará condicionada a la resolución de los diversos recursos planteados y la aprobación de las retribuciones pendientes.

Bajo este escenario, por tanto, habrá un incremento en la facturación media de los peajes del 0,1% para el año 2024 y un 2,2% para el año 2025 motivada por un aumento en la actividad de distribución.

Cuadro 68. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio

	2023 (1)	2024	2025
Retribución asignada a peajes (miles €)	6.372.810	6.377.235	6.559.237
Transporte	1.318.945	1.183.148	1.154.464
Retribución del ejercicio	1.492.937	1.250.061	1.302.661
Ingreso TSO	- 130.040	- 19.382	- 19.382
Desvíos retribución		-	- 74.479
Desvíos ingresos peajes	- 43.952	- 47.530	- 54.335
Distribución	5.053.865	5.194.086	5.404.772
Retribución del ejercicio	5.388.663	5.609.691	5.854.565
Desvíos retribución	- 92.562	- 132.036	380.036
Desvíos ingresos peajes	- 242.237	- 283.569	- 829.828
% variación retribución asignada		0,1%	2,9%
Transporte		-10,3%	-2,4%
Distribución		2,8%	4,1%
Nº de Horas Participación Punta	1.600	1.200	876
Consumo (GWh)	218.451	218.340	219.704
2.0 TD	70.116	69.076	69.063
3.0 TD	33.933	33.717	33.908
6.1 TD	65.677	65.442	66.198
6.2 TD	21.932	22.492	22.791
6.3 TD	9.821	10.017	10.097
6.4 TD	16.974	17.595	17.647
Peajes T&D (miles €)	6.372.804	6.377.235	6.559.237
2.0 TD	3.908.337	3.915.845	4.049.525
3.0 TD	778.334	780.438	805.010
6.1 TD	1.283.152	1.294.331	1.320.706
6.2 TD	214.765	211.335	212.918
6.3 TD	76.361	73.956	73.646
6.4 TD	111.855	101.330	97.433
Peajes T&D (€/MWh)	29,17	29,21	29,85
2.0 TD	55,74	56,69	58,64
3.0 TD	22,94	23,15	23,74
6.1 TD	19,54	19,78	19,95
6.2 TD	9,79	9,40	9,34
6.3 TD	7,78	7,38	7,29
6.4 TD	6,59	5,76	5,52
% variación Peajes T&D		0,1%	2,2%
2.0 TD		1,7%	3,4%
3.0 TD		0,9%	2,6%
6.1 TD		1,2%	0,9%
6.2 TD		-4,0%	-0,6%
6.3 TD		-5,0%	-1,2%
6.4 TD		-12,6%	-4,1%

(1) Facturación de las variables previstas para el cierre de 2023 a los precios de la Resolución de 15 de diciembre de 2022

Fuente: CNMC

7. OTRAS DISPOSICIONES

7.1. Acreditación del punto de recarga del vehículo eléctrico de acceso público

La disposición adicional segunda de la Circular 3/2020 introduce un peaje específico opcional de aplicación a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso, para lo que el titular de punto de suministro deberá acreditar:

- a) Que el punto de suministro será de utilización exclusiva para la recarga de vehículos eléctricos.
- b) Que el punto de recarga será de acceso público.

Teniendo en cuenta lo anterior, el punto tercero de la Resolución de 18 de marzo de 2021, 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, incluyó tanto los requisitos necesarios para la acreditación de los requisitos anteriores, como el procedimiento de refacturación aplicable en el caso que se detecte un incumplimiento de dichos requisitos.

En la resolución correspondiente al ejercicio 2024, se reitera la redacción incluida en la Resolución de 18 de marzo de 2021, al objeto que toda la regulación aplicable a un ejercicio se encuentre en una única resolución, lo que facilita la comprensión por parte de los agentes de la normativa aplicable e incrementa la seguridad jurídica.

7.2. Destino de las rentas de congestión de la interconexión con Francia

El 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 electricidad⁴¹ establece que, en la asignación de los ingresos derivados de la asignación de

⁴¹ Disponible en <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

capacidad interzonal, tendrán prioridad: “[...] *cubrir los costes derivados de las inversiones en la red pertinentes para reducir la congestión de los interconectores.*”

En relación con lo anterior, 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 especiales⁴², establece:

“La senda de uso de las rentas de congestión que se destine a la financiación del proyecto se establecerá anualmente vía la resolución de peajes. De igual forma, en el caso de que las rentas recaudadas sean mayores que la cuantía prevista en el apartado d anterior, el importe excedentario se incorporará en el cálculo de los peajes de acceso. En el caso de que sean inferiores, la diferencia se financiará con cargo a las rentas de congestión de los años siguientes.”

Es decir, 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, una vez descontadas de las rentas brutas mensuales en la interconexión con Francia los costes de los usos actuales en concepto de costes asociados a garantizar la firmeza de los programas, compensaciones por reducciones de derechos de transmisión de largo plazo en la interconexión con Francia, reventas de los productos anuales en la subasta mensual, descuadres en el mercado intradiario continuo, costes de financiación de acoplamiento del mercado diario e intradiario, costes de financiación de la plataforma de subastas de derechos de transmisión de largo plazo y de la plataforma de reservas de sustitución asociados a la interconexión.

Se debe tener en cuenta que el artículo 19.3 del Reglamento 943/2019, establece que las rentas de congestión que se vayan a utilizar para los objetivos establecidos en el punto 2 de ese artículo, *“se depositarán en una cuenta interna separada hasta el momento en que puedan invertirse [...]”*.

En consecuencia, se establece en la propuesta de Resolución que la CNMC abrirá una cuenta en régimen de depósito cuyo destino será la financiación de la citada interconexión, con los límites establecidos en la Resolución de 20 de abril de 2023, estableciendo, adicionalmente, que los ingresos o costes financieros

⁴² Disponible en https://boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-10866

que pudieran derivarse del mantenimiento de la cuenta se incorporarán en su saldo.

Por lo tanto, el desvío positivo registrado en la Liquidación definitiva de 2022 respecto de la previsión de ingresos por este concepto implícita en la Resolución de peajes del año 2022⁴³, será transferido a esta cuenta. De igual forma, si en la Liquidación definitiva del ejercicio 2023 se produjera un desvío positivo respecto de la previsión de ingresos por este concepto, implícita en la Resolución de peajes del año 2023⁴⁴, este será transferido dicha cuenta.

Adicionalmente, la Resolución establece que, a partir del ejercicio 2024, el operador del sistema ingresará mensualmente, la totalidad de las rentas de congestión en la cuenta que establezca la CNMC. Cabe señalar que, los posibles importes negativos que pudieran producirse en un determinado mes se deberán compensarán con los importes positivos de meses posteriores.

Respecto a la disposición de los saldos destinados en dicha cuenta, la Resolución establece que la CNMC, mediante Resolución, podrá disponer de los saldos depositados para la financiación de la citada interconexión, con los límites establecidos en la Resolución de 20 de abril de 2023, previa solicitud de REE, S.A, una vez acreditadas las necesidades financieras.

Finalmente, indicar que, una vez alcanzado el límite establecido en la Resolución de 20 de abril de 2023, el saldo disponible en la cuenta anteriormente señalada será tenido en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio que corresponda.

⁴³ Resolución de 16 de diciembre de 2021, 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, disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21208>

⁴⁴ 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 electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023, disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-21799>

ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2023-2025

ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2023-2025

En el presente Anexo se detallan las hipótesis consideradas para realizar las previsiones de demanda en b.c. y en consumo para el periodo regulatorio.

A los efectos, la CNMC solicitó, el pasado mes de mayo, al Operador de Sistema (OS) previsiones de la demanda eléctrica peninsular, extrapeninsular e insular en barras de central (b.c.) para el periodo 2023-2030, especificando las hipótesis de actividad económica, laboralidad y temperatura implícitas en dichas previsiones.

Asimismo, se solicitó a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos y potencias, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2023 a 2030.

En los siguientes epígrafes se detallan las previsiones de las variables de facturación para el cierre del ejercicio 2023 y 2024, así como la evolución prevista hasta el final de periodo regulatorio.

Hay que señalar que todo ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes se basan en determinadas previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que, finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los ingresos regulados y los valores registrados.

No obstante, la previsión de las variables de facturación para el cierre de 2023 y 2024 presenta incertidumbres adicionales sobre el comportamiento de los consumidores, y sobre su adaptación a las señales de precios introducidas con la Circular, consecuencia tanto de la escalada de precios del gas natural en los mercados internacionales y la guerra en Ucrania, como del impacto de las medidas encaminadas bien a reducir el precio en el mercado eléctrico y su impacto en la factura de los consumidores, o bien encaminadas a medidas de

ahorro, eficiencia energética y reducción de la dependencia energética del gas natural tanto a nivel nacional como a nivel comunitarios.⁴⁵

⁴⁵ Véase entre otros:

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.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-10584&tn=1&p=20211222>

Real Decreto-ley 19/2021, de 5 de octubre, de medidas urgentes para impulsar la actividad de rehabilitación edificatoria en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-16230&p=20220615&tn=6>

Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-17458>

Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21096>

Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972>

Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-7843>

Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-12925>

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.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-15354>

Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del "Plan + seguridad para tu energía (+SE)", así como medidas en materia

Teniendo en cuenta lo anterior, las previsiones se han elaborado aplicando un principio de prudencia, lo que determinado un escenario conservador.

1. Previsión de cierre 2023

1.1. Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el **Cuadro I.1** se presenta la demanda en b.c. registrada en 2022, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (noviembre 2022-octubre 2023) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2023. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2023, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 244.443 GWh, un 2,4% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2022 (250.522 GWh) y un 0,6% superior a la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (243.068 GWh).

La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2023 se explica por la reducción de la demanda en b.c. en península y Ceuta parcialmente compensada por el incremento de la demanda en Baleares y Canarias. En particular, el OS prevé una reducción de la demanda del -2,7% y del -3,4% en los subsistemas peninsular y ceutí, respectivamente. Por el contrario, estima un incremento de la demanda del 1,2% y 2,7% en los subsistemas balear y canario con respecto a la demanda del año 2022. Para el subsistema mallorquín el OS prevé que la demanda se mantenga en los niveles de 2022.

Cabe señalar, que en los valores que se muestran en el **Cuadro I.1** pertenecen al escenario central de las previsiones enviadas por el OS, previendo, adicionalmente el OS, que en el escenario inferior la demanda peninsular se reducirá un -3,7% para el año 2023, y en el escenario superior un descenso del -0,9% para el escenario superior.

de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-17040).

REPowerEU Plan (https://ec.europa.eu/info/publications/key-documents-repowereu_en)

Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-22685>)

Se observa que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2023 son superiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses (entre noviembre de 2022 y octubre de 2023) en todos los subsistemas, peninsular (-5,2%), balear (-2,8%), canario (+1,2%), ceutí (-5,2%) y melillense (-0,5%) (véanse Cuadro I.1 y

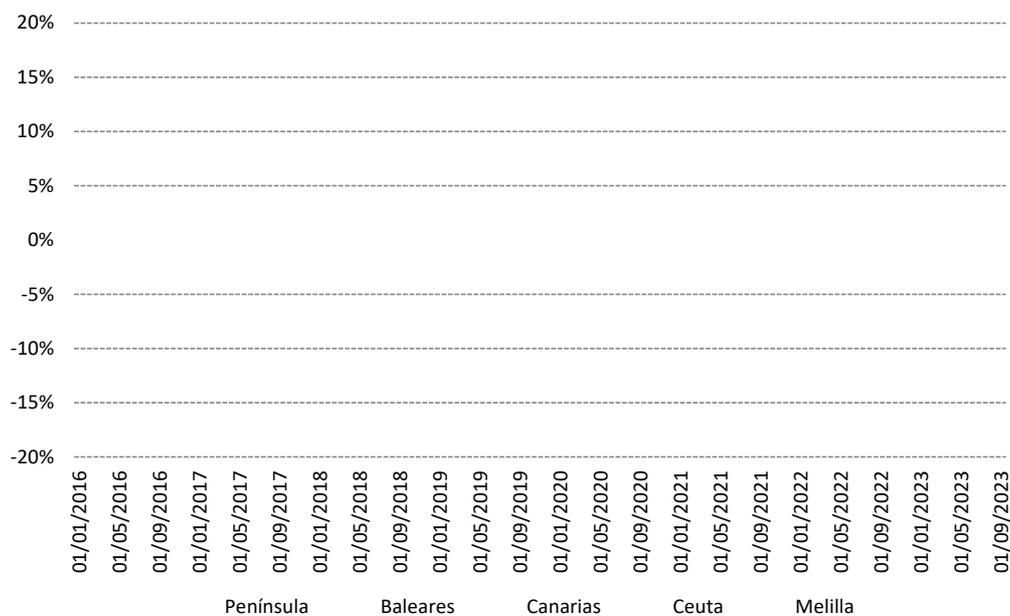
Gráfico I.1).

Cuadro I.1 Demanda en b.c. de 2022, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2023

Sistema	2022 (1) (GWh)	Últimos doce meses (nov 2022 - oct 2023)			Previsión OS de cierre 2023		
		GWh	% variación respecto 2022	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2022	% variación respecto últimos doce meses
Peninsular	235.548	227.986	-3,2%	-5,2%	229.170	-2,7%	0,5%
No peninsular	14.974	15.082	0,7%	-0,5%	15.273	2,0%	1,3%
Baleares	6.047	5.970	-1,3%	-2,8%	6.121	1,2%	2,5%
Canarias	8.535	8.723	2,2%	1,2%	8.767	2,7%	0,5%
Ceuta	195	188	-3,8%	-5,2%	189	-3,4%	0,5%
Melilla	196	201	2,3%	-0,5%	196	0,0%	-2,3%
Total Nacional	250.522	243.068	-3,0%	-4,9%	244.443	-2,4%	0,6%

Fuente: OS

Gráfico I.1 Evolución mensual de la tasa de variación de los últimos doce meses de la demanda en barras de central de los subsistemas peninsular, balear, canario, ceutí y melillense



Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Octubre 2023).

1.2. Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el **Cuadro I.2** se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso, agregado por la CNMC a partir de la información remitida por las empresas distribuidoras para el cierre de 2023.

Según dichas previsiones, en 2023 se producirá una reducción de la demanda, respecto de la registrada en 2022 en todos los subsistemas, peninsular (-2,7%), balear (-0,2%), ceutí (-2,6%) y melillense (-0,9%), a excepción del subsistema canario (0,0%) donde permanecerá estable. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2023 (219.234 GWh) es un 2,6% inferior a la demanda registrada en 2022 (225.001 GWh).

Por niveles de tensión, se observa que la demanda de los consumidores en baja tensión se reduce un 1,9% a nivel nacional consecuencia de la reducción de la demanda en todos los subsistemas, peninsular (-2,0%), balear (-0,2%), canario (-1,2%), ceutí (-2,9%) y melillense (-1,1%).

La demanda de los consumidores en alta tensión se reduce un 3,2% a nivel nacional como consecuencia de la reducción en los subsistemas peninsular (-3,3%), balear (-0,3%), ceutí (-1,9%) y melillense (-0,6%) parcialmente compensada por el incremento en el subsistema canario (+1,7%).

Por grupos tarifarios, la demanda nacional de los clientes acogidos al peaje 6.3TD sufrirá la reducción más acusada (-4,8%) seguida por los consumidores acogidos a los peajes 6.1TD (-3,8%) y 6.4TD (-2,7%). En baja tensión también se producen retrocesos en la demanda para los clientes acogidos a los peajes 3.0TD (-2,2%) y 2.0TD -1,8%. Los peajes asociados al vehículo eléctrico son los únicos que experimentan crecimientos, con unos incrementos de +86,0% el peaje 3.0TDVE y +116,8% en el peaje 6.1TDVE.

Según la previsión de las empresas, la demanda nacional en consumo se reducirá un -2,6% respecto a la demanda que se registró en 2022. El operador del sistema también prevé un descenso en la demanda nacional en barras de central respecto de la de 2022 (-2,4%). Sin embargo, estima un crecimiento del 0,6% respecto a la demanda nacional en barras de central que se ha registrado en los doce últimos meses (243.068 GWh).

Cuadro I.2 Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2023 desagregada por subsistema y peaje

	Real 2022 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	97.801	4.111	4.717	114	123	106.866
2.0 TD	66.223	2.405	3.086	64	79	71.858
3.0 TD	31.565	1.705	1.631	49	44	34.995
3.0 TDVE	13	0	0	-	-	13
Alta tensión	113.289	1.462	3.260	59	65	118.135
6.1 TD	63.666	1.333	3.134	59	65	68.257
6.1 TDVE	2	-	-	-	-	2
6.2 TD	21.866	119	124	-	-	22.110
6.3 TD	10.316	0	0	-	-	10.317
6.4 TD (1)	17.438	10	1	-	-	17.449
Total	211.090	5.573	7.977	172	189	225.001

	Previsión de cierre 2023 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias (*)	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	95.833	4.103	4.662	110	122	104.830
2.0 TD	65.033	2.391	3.016	61	79	70.581
3.0 TD	30.777	1.710	1.646	49	43	34.225
3.0 TDVE	22	2	1	-	-	25
Alta tensión	109.507	1.458	3.316	58	65	114.403
6.1 TD	61.024	1.329	3.197	58	65	65.672
6.1 TDVE	5	-	-	-	-	5
6.2 TD	21.693	119	120	-	-	21.932
6.3 TD	9.821	0	0	-	-	9.821
6.4 TD (1)	16.965	9	0	-	-	16.974
Total	205.340	5.560	7.979	168	187	219.234

(*) No incluye DT11 Canarias

	% variación 2023 sobre 2022					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-2,0%	-0,2%	-1,2%	-2,9%	-1,1%	-1,9%
2.0 TD	-1,8%	-0,6%	-2,3%	-4,4%	-0,5%	-1,8%
3.0 TD	-2,5%	0,3%	0,9%	-1,0%	-2,2%	-2,2%
3.0 TDVE	75,9%	234,8%	413,4%	-	-	86,0%
Alta tensión	-3,3%	-0,3%	1,7%	-1,9%	-0,6%	-3,2%
6.1 TD	-4,2%	-0,3%	2,0%	-1,9%	-0,6%	-3,8%
6.1 TDVE	116,8%	-	-	-	-	116,8%
6.2 TD	-0,8%	0,3%	-3,9%	-	-	-0,8%
6.3 TD	-4,8%	-28,5%	-57,5%	-	-	-4,8%
6.4 TD (1)	-2,7%	-5,1%	-79,5%	-	-	-2,7%
Total	-2,7%	-0,2%	0,0%	-2,6%	-0,9%	-2,6%

(1) Incluye TTS

Fuente: Empresas y SINCRO

Consumo por periodo horario

En el Cuadro I.3 se resume el escenario de demanda en consumo nacional, previsto por las empresas para el cierre de 2023 desagregado por peaje de acceso y periodo horario y se compara la distribución del consumo por periodo

horario con el registrado en los últimos doce meses conforme a la estructura de peajes de la Circular 3/2020.

Se observa que se encuentran diferencias muy significativas en aquellos peajes vinculados al vehículo eléctrico (3.0TDVE y 6.1TDVE) debido principalmente al bajo consumo que, hasta la fecha, se ha producido en estos peajes y también a que se trata de peajes introducidos por la Circular 3/2020 y, en consecuencia, de difícil previsión.

Cuadro I.3 Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2023 desagregada por peaje y periodo horario

Consumo por periodo horario (GWh). Previsión de cierre 2023						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	23.326	22.681	37.700	4.792	1.829	14.503
2.0 TD	19.258	18.001	33.322			
3.0 TD	4.066	4.676	4.375	4.788	1.827	14.493
3.0 TDVE	3	3	4	4	1	10
Alta tensión	10.649	13.534	13.129	14.861	6.169	56.062
6.1 TD	6.643	8.233	8.003	8.907	3.580	30.306
6.1 TDVE	1	1	1	1	0	2
6.2 TD	1.957	2.580	2.480	2.828	1.198	10.889
6.3 TD	792	1.020	1.008	1.182	497	5.321
6.4 TD	1.257	1.700	1.636	1.943	895	9.543
Total	33.975	36.215	50.829	19.653	7.998	70.564

Distribución del consumo previsto por periodo horario (%) (A)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	27,3%	25,5%	47,2%			
2.0 TD	27,3%	25,5%	47,2%			
3.0 TD	11,9%	13,7%	12,8%	14,0%	5,3%	42,3%
3.0 TDVE	11,0%	13,3%	15,5%	16,0%	5,8%	38,4%
Alta tensión						
6.1 TD	10,1%	12,5%	12,2%	13,6%	5,5%	46,1%
6.1 TDVE	11,2%	12,4%	16,1%	15,4%	4,8%	40,3%
6.2 TD	8,9%	11,8%	11,3%	12,9%	5,5%	49,7%
6.3 TD	8,1%	10,4%	10,3%	12,0%	5,1%	54,2%
6.4 TD	7,4%	10,0%	9,6%	11,4%	5,3%	56,2%

Distribución del consumo de los últimos doce meses (jul 22-jun 23) por periodo horario (%) (B)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	27,4%	25,5%	47,1%			
2.0 TD	27,4%	25,5%	47,1%			
3.0 TD	11,5%	13,4%	12,5%	13,5%	5,0%	44,0%
3.0 TDVE	11,5%	13,8%	13,6%	16,3%	6,4%	38,5%
Alta tensión						
6.1 TD	9,8%	12,5%	12,0%	13,3%	5,3%	47,2%
6.1 TDVE	10,8%	12,6%	14,1%	16,6%	6,5%	39,4%
6.2 TD	9,1%	12,0%	11,3%	12,6%	5,3%	49,7%
6.3 TD	8,0%	10,6%	10,5%	12,0%	5,0%	54,0%
6.4 TD	7,7%	10,5%	10,2%	11,6%	5,1%	54,9%

% de variación de (A) sobre (B)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
2.0 TD	-0,2%	0,0%	0,1%			
3.0 TD	3,3%	1,7%	2,3%	3,3%	5,8%	-3,7%
3.0 TDVE	-4,0%	-3,1%	13,7%	-1,3%	-9,4%	-0,4%
Alta tensión						
6.1 TD	3,5%	0,3%	1,5%	2,3%	3,4%	-2,2%
6.1 TDVE	3,7%	-2,0%	13,6%	-7,2%	-26,7%	2,2%
6.2 TD	-2,2%	-1,7%	0,3%	2,1%	3,4%	-0,1%
6.3 TD	1,2%	-1,7%	-1,8%	0,7%	0,7%	0,3%
6.4 TD	-4,2%	-4,2%	-5,1%	-1,2%	2,7%	2,3%

Fuente: Empresas y SINCRO

Potencia contratada por periodo horario

En el Cuadro I.4 se resumen las previsiones para el sistema nacional de potencia contratada de las empresas para el cierre de 2023, desagregado por peaje y

periodo horario, agregado por la CNMC a partir de la información remitida por las empresas distribuidoras para el cierre de 2023. Con carácter general, la potencia contratada por período horario aumenta, respecto de la registrada en 2022, en todos los niveles de tensión, excepto en los períodos 1 a 5 del peaje 3.0TD y los periodos 1, 2 y 3 del peaje 6.3TD.

Cuadro I.4 Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas para el cierre de 2023 desagregadas por peaje y periodo horario. Sistema Nacional

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2022					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	146.285	145.308	146.577	20.556	20.573	20.581	25.200
2.0 TD	125.959	125.952	126.082				
3.0 TD	20.265	19.294	20.433	20.495	20.512	20.520	25.139
3.0 TDVE	61	62	62	61	61	61	61
Alta tensión	28.281	27.085	28.270	29.146	29.443	29.637	40.574
6.1 TD	17.853	17.199	17.887	18.230	18.404	18.487	26.287
6.1 TDVE	7	7	7	7	7	7	14
6.2 TD	4.621	4.481	4.633	4.722	4.757	4.796	6.187
6.3 TD	1.929	1.829	1.907	2.000	2.063	2.071	2.568
6.4 TD	3.871	3.569	3.837	4.188	4.212	4.277	5.519
Total	174.566	172.393	174.847	49.701	50.016	50.218	65.774

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2023					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	146.731	145.776	147.041	20.562	20.577	20.584	25.940
2.0 TD	126.427	126.421	126.562				
3.0 TD	20.188	19.239	20.363	20.446	20.461	20.468	25.823
3.0 TDVE	116	116	116	116	116	116	117
Alta tensión	28.524	27.299	28.474	29.354	29.666	29.870	40.910
6.1 TD	18.025	17.340	18.033	18.398	18.570	18.654	26.488
6.1 TDVE	15	14	14	14	14	14	30
6.2 TD	4.634	4.484	4.634	4.722	4.756	4.795	6.204
6.3 TD	1.913	1.815	1.878	1.970	2.067	2.075	2.582
6.4 TD	3.937	3.645	3.915	4.249	4.258	4.331	5.606
Total	175.255	173.076	175.516	49.916	50.243	50.454	66.850

	Potencia facturada (MW)	% variación previsión de cierre 2023 sobre 2022					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	0,3%	0,3%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	2,9%
2.0 TD	0,4%	0,4%	0,4%				
3.0 TD	-0,4%	-0,3%	-0,3%	-0,2%	-0,2%	-0,3%	2,7%
3.0 TDVE	88,8%	88,2%	88,2%	90,5%	90,5%	90,5%	91,1%
Alta tensión	0,9%	0,8%	0,7%	0,7%	0,8%	0,8%	0,8%
6.1 TD	1,0%	0,8%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%
6.1 TDVE	111,4%	97,9%	119,4%	119,4%	119,4%	119,1%	123,6%
6.2 TD	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
6.3 TD	-0,8%	-0,7%	-1,5%	-1,5%	0,2%	0,2%	0,6%
6.4 TD	1,7%	2,1%	2,0%	1,5%	1,1%	1,3%	1,6%
Total	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%	1,6%

Fuente: Empresas distribuidoras y SINCRO

En el Cuadro I.5 se presenta la previsión de las empresas distribuidoras para el cierre de 2023 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red y en el Cuadro I.6 la previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros con autoconsumo, su potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida, desagregada por peaje de acceso para el cierre de 2023.

El autoconsumo de instalaciones próximas a través de red para 2023, según las previsiones de las empresas distribuidoras, se reduce un 41% respecto a los valores reales de 2022 a pesar de que el número de suministros se incrementa en un 1.486%, consecuencia de la reducción prevista en el autoconsumo del peaje 6.2TD (-68%). En relación con dicha previsión, las empresas distribuidoras han señalado, que la misma, se ha elaborado teniendo en cuenta los valores reales registrados en los últimos meses de los que se dispone de información.

Cuadro I.5 Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el cierre de 2023

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh). Año 2022						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	458	0,2	0,2	0,3	0,2	0,1	0,2	1,2
2.0 TDA	410	0,1	0,1	0,1	-	-	-	0,4
3.0 TDA	48	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,9
Alta tensión	3	17,7	18,2	8,2	16,0	9,4	75,6	145,2
6.1 TDA	1	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	1	11,3	10,5	3,6	11,3	7,4	50,4	94,4
6.3 TDA	1	6,5	7,7	4,7	4,8	2,0	25,2	50,8
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	461	17,9	18,4	8,5	16,3	9,5	75,9	146,5

Grupo tarifario	Nº suministros	Previsión de energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh). Año 2023						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	7.293	1,3	1,3	1,4	0,7	0,3	1,0	6,0
2.0 TDA	6.543	1,0	0,9	0,9	-	-	-	2,7
3.0 TDA	750	0,3	0,4	0,6	0,7	0,3	1,0	3,3
Alta tensión	14	10,7	12,6	7,2	8,7	3,7	37,8	80,8
6.1 TDA	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2 TDA	3	4,2	4,9	2,6	3,9	1,7	12,6	29,9
6.3 TDA	1	6,5	7,7	4,7	4,8	2,0	25,2	50,8
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	7.308	12,0	13,9	8,7	9,4	4,0	38,8	86,7

Grupo tarifario	Nº suministros	% variación previsión de cierre 2023 sobre 2022						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	1494%	501%	485%	405%	243%	273%	306%	380%
2.0 TDA	1496%	634%	652%	684%	-	-	-	656%
3.0 TDA	1477%	294%	296%	229%	243%	273%	306%	271%
Alta tensión	373%	-40%	-31%	-12%	-46%	-61%	-50%	-44%
6.1 TDA	920%	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	200%	-63%	-53%	-28%	-66%	-77%	-75%	-68%
6.3 TDA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1486%	-33%	-25%	2%	-42%	-58%	-49%	-41%

Fuente: Empresas distribuidoras

Cuadro I.6 Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida para el cierre de 2023

Grupo tarifario	Datos de autoconsumo de las empresas. Año 2022				
	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	155.529	1.294.055	1.111.322	898.397	469.289
2.0 TD	147.632	842.358	903.637	506.043	408.510
3.0 TD	7.897	451.698	207.685	392.354	60.779
3.0 TDVE	-	-	-	-	-
Alta tensión	2.264	1.231.346	2.488.122	4.691.369	4.402.159
6.1 TD	2.104	774.730	1.104.864	2.536.938	1.603.514
6.1 TDVE	-	-	-	-	-
6.2 TD	129	208.787	822.735	773.504	1.574.489
6.3 TD	22	170.015	372.704	1.056.409	621.627
6.4 TD	8	77.814	187.820	324.517	602.529
Total	157.792	2.525.401	3.599.444	5.589.766	4.871.448

Grupo tarifario	Previsión de autoconsumo de las empresas. Año 2023				
	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	399.778	2.842.582	2.628.000	2.200.589	1.122.724
2.0 TD	380.057	2.039.677	2.100.419	1.262.082	971.190
3.0 TD	19.721	802.905	527.581	938.507	151.533
3.0 TDVE	-	-	-	-	-
Alta tensión	3.416	1.520.873	2.879.959	6.365.434	4.772.639
6.1 TD	3.237	1.034.423	1.427.458	3.553.947	1.985.562
6.1 TDVE	-	-	-	-	-
6.2 TD	148	193.944	842.811	1.108.420	1.511.624
6.3 TD	23	220.526	421.870	1.176.130	672.924
6.4 TD	8	71.980	187.820	526.937	602.529
Total	403.193	4.363.455	5.507.959	8.566.024	5.895.362

Grupo tarifario	% variación previsión de cierre 2023 sobre 2022				
	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	157%	120%	136%	145%	139%
2.0 TD	157%	142%	132%	149%	138%
3.0 TD	150%	78%	154%	139%	149%
3.0 TDVE	-	-	-	-	-
Alta tensión	51%	24%	16%	36%	8%
6.1 TD	54%	34%	29%	40%	24%
6.1 TDVE	-	-	-	-	-
6.2 TD	15%	-7%	2%	43%	-4%
6.3 TD	2%	30%	13%	11%	8%
6.4 TD	-1%	-7%	0%	62%	0%
Total	156%	73%	53%	53%	21%

Fuente: Empresas distribuidoras

1.3. Previsión de la CNMC para el cierre de 2023

Según el Informe trimestral de la economía española para el tercer trimestre de 2023⁴⁶ publicado por el Banco de España, última información disponible en el momento de elaboración del presente informe, la tasa de variación inter trimestral del PIB prevista del tercer trimestre de 2023 en el 0,3%, magnitud ligeramente inferior a la observada en el segundo trimestre que experimentó un crecimiento intertrimestral del 0,4% según la última información publicada por el Instituto Nacional de Estadística (INE).

El Banco de España espera que el crecimiento del PIB alcance el 2,3% en el conjunto de 2023⁴⁷, ya que la información más reciente apunta a un pulso relativamente débil de la actividad en el último trimestre del año⁴⁸. Ello sería consecuencia, entre otros factores, de la prolongación del escaso dinamismo del contexto exterior y de la continuación del proceso de transmisión del endurecimiento de la política monetaria a los costes de las nuevas operaciones de crédito y a la carga financiera de los agentes endeudados. El Banco de España prevé que la economía española se desacelere hasta el 1,8% en 2024.

Según otras estimaciones el PIB en 2023 podría experimentar un incremento de entre un 2,2% y un 2,5%. En concreto, la Unión Europea⁴⁹ prevé un incremento del 2,2%, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos

⁴⁶ Véase Informe Trimestral de la Economía Española del tercer trimestre de 2023 disponible en <https://www.bde.es/f/webbe/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/23/T3/Fich/be2303-it.pdf>

⁴⁷ Véase Síntesis de las Proyecciones Macroeconómicas actualizado a septiembre de 2023, disponible en <https://www.bde.es/f/webbe/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/23/T3/Fich/be2303-it-Inf.pdf>

⁴⁸ El Banco de España ha incrementado en dos décimas su previsión de crecimiento de la economía española para 2023, hasta el 2,5%, después de que el Instituto Nacional de Estadística (INE) haya revisado al alza el crecimiento de 2022, al 5,8%, y el de los dos primeros trimestres de 2023, al 0,6% y 0,5%, respectivamente.

⁴⁹ Véase Summer 2023 Economic Forecast. Institutional paper 255. Septiembre 2023, disponible en https://economy-finance.ec.europa.eu/document/download/c26f3e18-bdd4-46d4-8b82-f3aac5be46c8_en?filename=ip255_en.pdf

(OCDE)⁵⁰ prevé un incremento del 2,3%, tanto el Gobierno de España⁵¹ como la Fundación de las Cajas de Ahorro (FUNCAS)⁵² estiman un incremento del 2,4% y finalmente el Fondo Monetario Internacional (FMI)⁵³ prevé un crecimiento del 2,5%.

Para el año 2024 las estimaciones sobre la evolución de la economía española anticipan un leve crecimiento que podría oscilar entre el 1,5% previsto por FUNCAS y el 2% previsto por el Gobierno de España. El resto de las previsiones se sitúan entre estos valores, 1,7% según el FMI, 1,8% según el Banco de España, 1,9% según la OCDE y la Unión Europea y 2% según el Gobierno.

Al respecto se indica que las previsiones de la UE, OCDE y Banco de España corresponden al mes de septiembre y las del FMI, Gobierno de España y FUNCAS al mes de octubre.

Teniendo en cuenta las previsiones de demanda en b.c. del Operador del Sistema, las previsiones de demanda en consumo de las empresas, la evolución prevista para la economía, la evolución reciente de la demanda y de la potencia por grupo tarifario (véanse Cuadro I.7, Gráfico I.2, Cuadro I.8, Gráfico I.3,

Cuadro I.9 y Gráfico I.4) esta Comisión estima que se producirá una reducción de la demanda nacional en consumo del 2,9% con respecto a la demanda del año 2022. Esta reducción de demanda es superior tanto a la previsión del OS (-2,4%) como a la de las empresas distribuidoras (-2,6%).

La reducción de la demanda será ligeramente superior para los consumidores de alta tensión (-3,2%) frente a una reducción del 2,6% para los consumidores de baja tensión. Por grupos tarifarios, todos los consumidores experimentan descensos respecto a 2022, a excepción de la demanda de los consumidores

⁵⁰ Véase OECD Economic Outlook, Interim Report (September 2023) <https://www.oecd-ilibrary.org/sites/1f628002-en/index.html?itemId=/content/publication/1f628002-en>

⁵¹ Véase Plan Presupuestario 2024 (15 octubre 2023) <https://www.hacienda.gob.es/CDI/EstrategiaPoliticaFiscal/2024/Plan-Presupuestario-2024-ES.pdf>

⁵² Véase Previsiones económicas para España 2023-2024 (19 octubre 2023), disponible en <https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2023/10/Previsiones-economicas-para-Espana-2023-2024-October.pdf>

⁵³ Véase WORLD ECONOMIC OUTLOOK Navigating Global Divergences, October 2023 <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2023/October/English/text.ashx>

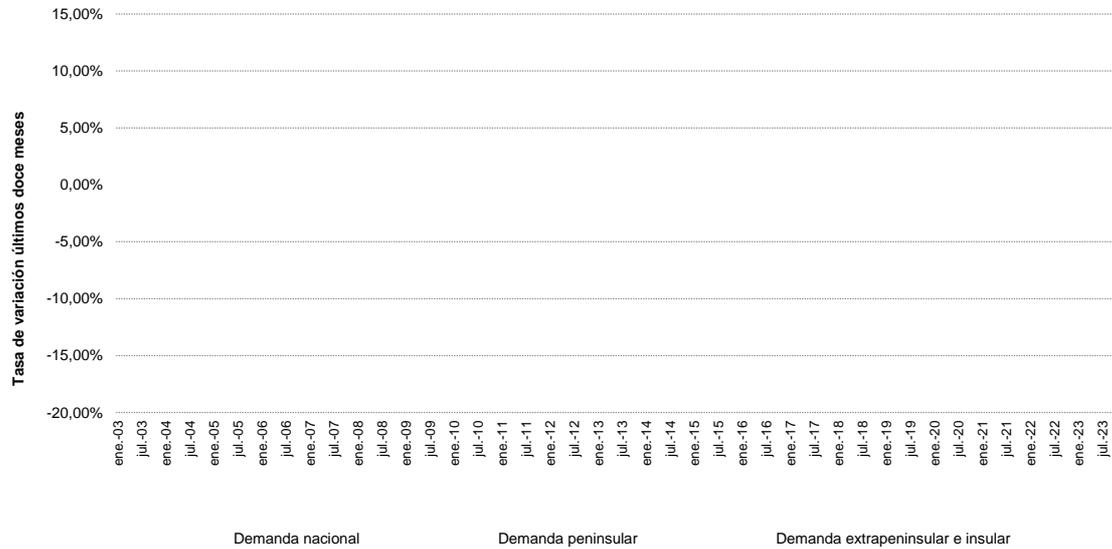
con peajes vinculados al vehículo eléctrico que se incrementa en un 86% para el peaje 3.0TDVE y en un 116,8% para el peaje 6.1TDVE. Las reducciones de la demanda del resto de consumidores oscilan entre el 0,8% del peaje 6.2TD y 4,8% del peaje 6.3TD. Para los consumidores conectados en baja tensión se prevé una reducción de la demanda del 2,4% para los clientes acogidos al peaje 2.0TD y del 3,1% para los consumidores acogidos al peaje 3.0TD. Respecto a la alta tensión, indicar que los consumidores acogidos al peaje 6.1TD reducirán su demanda en un 3,8% y los consumidores acogidos al peaje 6.4TD la reducirán en un 2,7%.

Cuadro I.7 Evolución de la demanda nacional en b.c.

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2021	2022	2023	22 s/ 21	23 s/ 22	22 s/ 21	23 s/ 22	22 s/ 21	23 s/ 22
	Enero	23.910	22.730	21.986	-4,94	-3,27	-4,94	-3,27	2,09
Febrero	20.183	20.169	20.426	-0,07	1,27	-2,71	-1,14	2,41	-2,08
Marzo	21.824	21.476	20.484	-1,59	-4,62	-2,34	-2,30	1,91	-2,34
Abril	19.941	19.590	18.150	-1,76	-7,35	-2,20	-3,48	0,61	-2,77
Mayo	20.348	20.302	19.080	-0,22	-6,02	-1,82	-3,97	-0,21	-3,23
Junio	20.728	21.330	19.769	2,90	-7,32	-1,05	-4,54	-0,51	-4,07
Julio	22.922	23.636	22.594	3,11	-4,41	-0,42	-4,52	-0,13	-4,75
Agosto	22.061	22.012	21.607	-0,22	-1,84	-0,39	-4,18	-0,14	-4,89
Septiembre	20.974	20.310	19.670	-3,16	-3,15	-0,69	-4,07	-0,59	-4,89
Octubre	20.198	19.331	-	-4,29	-	-1,03	-	-0,73	-
Noviembre	21.434	19.352	-	-9,71	-	-1,83	-	-1,83	-
Diciembre	22.031	20.284	-	-7,93	-	-2,35	-	-2,35	-
Anual	256.552	250.522	183.765						

Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2023).

Gráfico I.2. Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central (%)



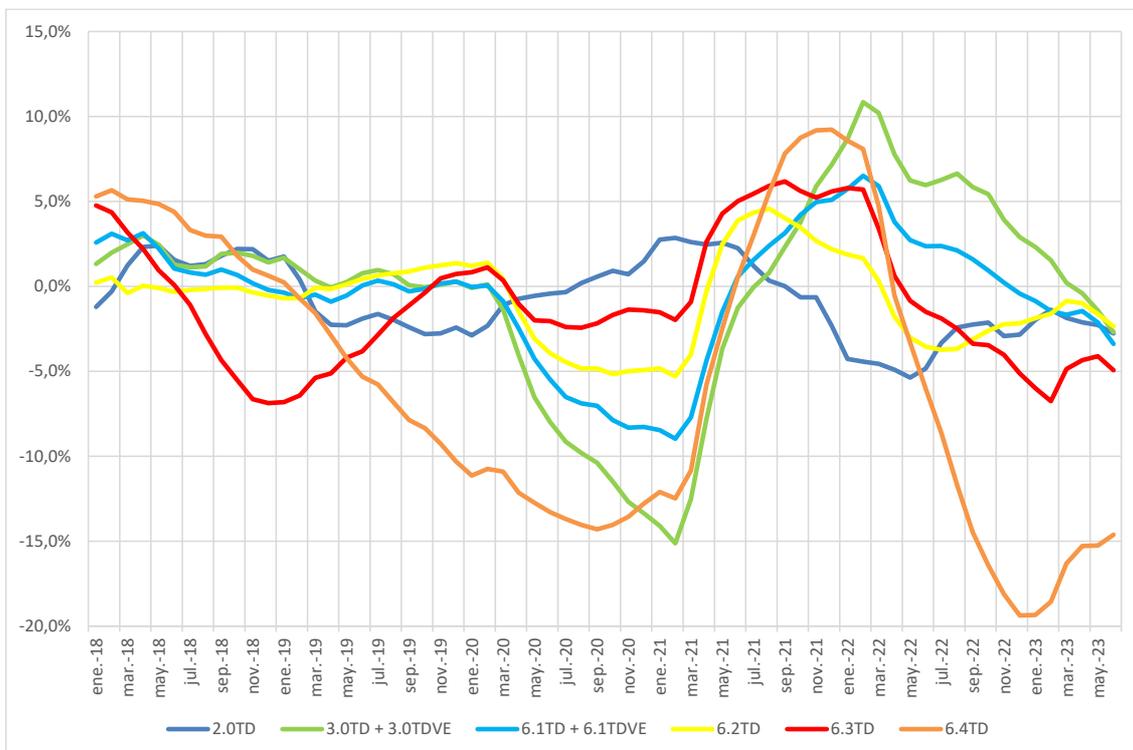
Fuente: REE

Cuadro I.8 Evolución de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión

Año	Baja Tensión (< 1 kV)		Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 30 kV)	Alta tensión 2 (≥ 30 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL	
	2.0 TD	3.0 TD / 3.0 TDVE	6.1 TD / 6.1 TDVE	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD		
2022	agosto	-2,4%	6,6%	2,1%	-3,7%	-2,5%	-11,7%	-0,8%
	septiembre	-2,2%	5,8%	1,6%	-3,1%	-3,4%	-14,5%	-1,3%
	octubre	-2,1%	5,4%	0,9%	-2,6%	-3,5%	-16,4%	-1,6%
	noviembre	-2,9%	3,9%	0,2%	-2,2%	-4,0%	-18,1%	-2,4%
	diciembre	-2,8%	2,9%	-0,4%	-2,2%	-5,1%	-19,4%	-2,9%
	enero	-2,0%	2,3%	-0,9%	-1,9%	-6,0%	-19,3%	-2,8%
	febrero	-1,4%	1,5%	-1,4%	-1,6%	-6,8%	-18,6%	-2,9%
	marzo	-1,9%	0,2%	-1,7%	-0,9%	-4,9%	-16,3%	-2,9%
	abril	-2,1%	-0,4%	-1,5%	-1,0%	-4,3%	-15,3%	-2,8%
	mayo	-2,3%	-1,4%	-2,1%	-1,6%	-4,1%	-15,3%	-3,3%
	junio	-2,8%	-2,7%	-3,4%	-2,3%	-4,9%	-14,6%	-4,0%
	julio	-3,5%	-3,5%	-4,0%	-3,0%	-6,5%	-13,9%	-4,6%

Fuente: CNMC

Gráfico I.3. Tasa de variación anual media de 12 meses del consumo por nivel de tensión



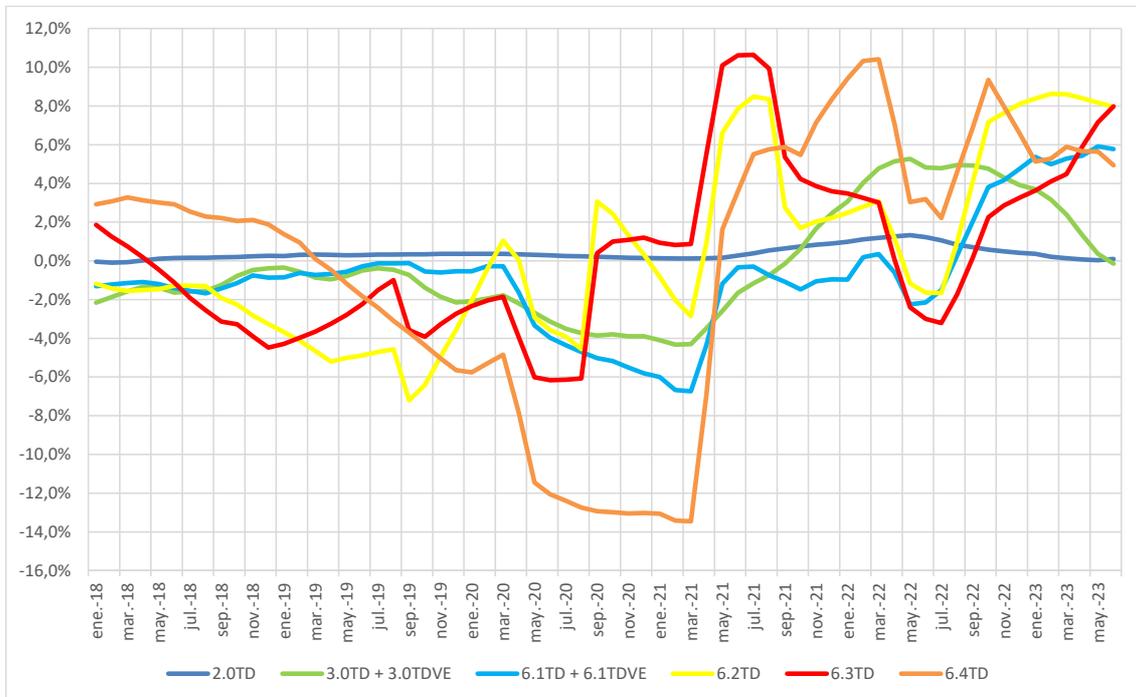
Fuente: CNMC

Cuadro I.9 Evolución de la potencia facturada por nivel de tensión

Año	Baja Tensión (< 1 kV)		Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 30 kV)	Alta tensión 2 (≥ 30 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL	
	2.0 TD	3.0 TD / 3.0 TDVE	6.1 TD / 6.1 TDVE	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD		
2022	agosto	1,1%	4,8%	-1,5%	-1,7%	-3,2%	2,2%	1,1%
	septiembre	0,8%	4,9%	0,3%	1,0%	-1,7%	4,6%	1,3%
	octubre	0,7%	4,9%	2,0%	4,1%	0,2%	6,9%	1,5%
	noviembre	0,6%	4,8%	3,8%	7,2%	2,3%	9,4%	1,8%
	diciembre	0,5%	4,3%	4,2%	7,6%	2,9%	8,0%	1,7%
	enero	0,4%	3,9%	4,8%	8,1%	3,3%	6,6%	1,6%
	febrero	0,4%	3,7%	5,4%	8,4%	3,6%	5,1%	1,6%
	marzo	0,2%	3,2%	5,0%	8,6%	4,1%	5,3%	1,4%
	abril	0,1%	2,4%	5,3%	8,6%	4,5%	5,9%	1,3%
	mayo	0,1%	1,3%	5,4%	8,4%	5,9%	5,7%	1,2%
	junio	0,0%	0,4%	5,9%	8,2%	7,2%	5,7%	1,1%
	julio	0,1%	-0,1%	5,8%	8,0%	8,0%	4,9%	1,0%

Fuente: CNMC

Gráfico I.4. Tasa de variación anual media de 12 meses de la potencia facturada por nivel de tensión



Fuente: CNMC

En los cuadros siguientes se recogen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2023 para el total nacional y desagregadas por subsistemas según la estructura de la Circular 3/2020. Además, también se presentan las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes y energía por periodo horario para el autoconsumo a través de red. Al respecto se indica que la previsión de autoconsumo de instalaciones próximas a través de red resulta de la agregación de las previsiones aportadas por las empresas distribuidoras.

Cuadro I.10 Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2023. Sistema Nacional

(A) Previsión Cierre 2023 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.203.069	146.322	145.320	146.568	20.541	20.555	20.562	25.900	23.147	22.522	37.440	4.735	1.808	14.395	104.048
2.0 TD	29.389.912	125.978	125.971	126.101					19.129	17.881	33.106				70.116
3.0 TD	810.884	20.228	19.233	20.351	20.425	20.439	20.446	25.783	4.015	4.638	4.330	4.731	1.807	14.386	33.908
3.0 TDVE	2.273	116	116	116	116	116	116	117	3	3	4	4	1	10	25
Alta tensión	116.723	28.490	27.296	28.470	29.349	29.661	29.865	40.873	10.649	13.534	13.129	14.861	6.169	56.062	114.403
6.1 TD	111.091	18.003	17.339	18.032	18.396	18.569	18.652	26.487	6.643	8.233	8.003	8.907	3.580	30.306	65.672
6.1 TDVE	32	15	14	14	14	14	14	30	1	1	1	1	0	2	5
6.2 TD	3.887	4.620	4.482	4.631	4.719	4.753	4.792	6.189	1.957	2.580	2.480	2.828	1.198	10.889	21.932
6.3 TD	611	1.910	1.815	1.878	1.970	2.067	2.075	2.582	792	1.020	1.008	1.182	497	5.321	9.821
6.4 TD	1.103	3.941	3.645	3.915	4.249	4.258	4.331	5.585	1.257	1.700	1.636	1.943	895	9.543	16.974
Total	30.319.792	174.812	172.616	175.038	49.890	50.216	50.427	66.773	33.796	36.056	50.569	19.597	7.977	70.457	218.451

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	7.293								1.288	1.257	1.437	726	304	970	5.982
2.0 TDA	6.543								956	859	863	-	-	-	2.677
3.0 TDA	750								332	398	574	726	304	970	3.304
Alta tensión	14								10.686	12.647	7.221	8.665	3.702	37.837	80.757
6.1 TDA	10								3	5	6	9	4	12	39
6.2 TDA	3								4.220	4.913	2.563	3.870	1.721	12.587	29.874
6.3 TDA	1								6.462	7.728	4.652	4.787	1.977	25.238	50.844
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	7.308								11.974	13.904	8.658	9.391	4.005	38.807	86.739

Fuente: CNMC

Cuadro I.11 Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2023. Sistema Peninsular

(A) Previsión Cierre 2023 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	28.147.507	135.294	134.349	135.525	18.703	18.717	18.723	23.797	21.141	20.619	34.482	4.335	1.637	12.836	95.050
2.0 TD	27.401.193	116.772	116.766	116.889	-	-	-	-	17.585	16.479	30.504	-	-	-	64.568
3.0 TD	744.193	18.413	17.474	18.526	18.594	18.607	18.613	23.687	3.554	4.137	3.975	4.331	1.636	12.827	30.460
3.0 TDVE	2.121	109	109	109	109	109	109	110	2	3	4	4	1	9	22
Alta tensión	113.013	27.369	26.227	27.337	28.195	28.502	28.703	39.349	10.063	12.904	12.628	14.314	5.927	53.671	109.507
6.1 TD	107.474	16.937	16.323	16.954	17.299	17.466	17.548	25.046	6.083	7.632	7.523	8.384	3.348	28.054	61.024
6.1 TDVE	32	15	14	14	14	14	14	30	1	1	1	1	0	2	5
6.2 TD	3.804	4.574	4.437	4.585	4.672	4.706	4.744	6.120	1.931	2.552	2.460	2.805	1.188	10.756	21.693
6.3 TD	608	1.909	1.814	1.876	1.969	2.065	2.073	2.578	792	1.020	1.008	1.182	497	5.321	9.821
6.4 TD	1.095	3.934	3.639	3.907	4.241	4.251	4.323	5.575	1.256	1.699	1.635	1.942	895	9.538	16.965
Total	28.260.520	162.662	160.576	162.862	46.898	47.218	47.425	63.146	31.205	33.523	47.110	18.649	7.564	66.507	204.557

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	6.962								1.147	1.124	1.267	691	289	824	5.342
2.0 TDA	6.273								845	761	722	-	-	-	2.329
3.0 TDA	689								302	363	545	691	289	824	3.014
Alta tensión	14								10.686	12.647	7.221	8.665	3.702	37.837	80.757
6.1 TDA	10								3	5	6	9	4	12	39
6.2 TDA	3								4.220	4.913	2.563	3.870	1.721	12.587	29.874
6.3 TDA	1								6.462	7.728	4.652	4.787	1.977	25.238	50.844
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	6.976								11.832	13.771	8.488	9.356	3.991	38.662	86.099

Fuente: CNMC

Cuadro I.12 Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2023. Sistema Balear

(A) Previsión Cierre 2023 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	754.683	4.724	4.687	4.737	927	928	928	1.067	921	878	1.283	172	75	774	4.103
2.0 TD	716.541	3.810	3.810	3.814	-	-	-	-	659	604	1.128	-	-	-	2.391
3.0 TD	38.048	911	874	919	924	924	925	1.063	262	274	155	172	75	773	1.710
3.0 TDVE	94	4	4	4	4	4	4	4	0	0	0	0	0	1	2
Alta tensión	1.260	371	357	368	386	388	388	542	224	237	120	129	59	690	1.458
6.1 TD	1.248	335	323	331	348	350	350	489	207	219	110	117	54	622	1.329
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	7	29	28	29	30	30	30	40	16	17	9	10	5	63	119
6.3 TD	2	1	1	1	1	1	1	4	0	0	0	0	0	0	0
6.4 TD	3	7	6	7	7	7	7	9	1	1	1	1	0	5	9
Total	755.943	5.096	5.044	5.104	1.313	1.316	1.317	1.609	1.145	1.115	1.403	300	134	1.464	5.560

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	284								45	38	30	6	2	14	135
2.0 TDA	230								36	29	24	-	-	-	89
3.0 TDA	54								9	9	6	6	2	14	46
Alta tensión	-								-	-	-	-	-	-	-
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	284								45	38	30	6	2	14	135

Fuente: CNMC

Cuadro I.13 Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2023. Sistema Canario

(A) Previsión Cierre 2023 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	1.236.166	5.944	5.925	5.947	833	834	834	955	1.033	978	1.600	217	91	744	4.662
2.0 TD	1.210.043	5.113	5.113	5.115					843	762	1.410				3.016
3.0 TD	26.065	828	808	828	830	830	831	952	189	215	190	217	91	744	1.646
3.0 TDVE	58	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	1
Alta tensión	2.336	713	675	728	731	735	737	939	350	379	368	404	177	1.637	3.316
6.1 TD	2.255	694	656	709	713	716	717	908	341	368	357	392	172	1.567	3.197
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	76	18	17	18	18	18	18	30	10	11	11	12	5	70	120
6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 TD	5	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.238.502	6.657	6.599	6.675	1.564	1.568	1.571	1.893	1.383	1.357	1.968	621	268	2.382	7.979

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	-								-	-	-	-	-	-	-
2.0 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
3.0 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	-								-	-	-	-	-	-	-
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	-								-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CNMC

Cuadro I.14 Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2023. Sistema Ceutí

(A) Previsión Cierre 2023 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.969	171	171	172	39	39	39	41	24	22	34	6	3	22	110
2.0 TD	29.626	132	132	132					18	15	28				61
3.0 TD	1.343	39	39	39	39	39	39	41	5	7	6	6	3	22	49
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	48	16	16	16	16	16	16	20	5	6	6	6	3	31	58
6.1 TD	48	16	16	16	16	16	16	20	5	6	6	6	3	31	58
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	31.017	187	187	187	55	55	55	60	28	28	40	13	6	53	168

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	-								-	-	-	-	-	-	-
2.0 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
3.0 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	-								-	-	-	-	-	-	-
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	-								-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CNMC

Cuadro I.15 Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2023. Sistema Melillense

(A) Previsión Cierre 2023 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	33.744	188	188	188	38	38	38	41	28	26	41	6	2	19	122
2.0 TD	32.509	151	151	151	-	-	-	-	23	20	36	-	-	-	79
3.0 TD	1.235	38	38	38	38	38	38	41	5	6	5	6	2	19	43
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	67	21	21	21	21	21	21	24	7	8	7	8	3	33	65
6.1 TD	67	21	21	21	21	21	21	24	7	8	7	8	3	33	65
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	33.811	210	210	210	59	59	59	65	35	33	48	13	6	52	187

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	48								97	95	140	29	12	132	505
2.0 TDA	40								75	69	116	-	-	-	260
3.0 TDA	8								21	26	24	29	12	132	245
Alta tensión	-								-	-	-	-	-	-	-
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	48								97	95	140	29	12	132	505

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.16 se muestran las previsiones para el cierre del ejercicio 2023 de los puntos de suministro acogidos a autoconsumo. Se indica que se ha considerado como mejor previsión las aportadas por las empresas, con la excepción de las previsiones para el peaje 2.0 TD y para la potencia generación instalada para el peaje 6.1 TD, cuyas previsiones de han elaborado teniendo en cuenta la última información disponible en la base de datos de liquidaciones y en DATADIS. Cabe señalar, que la previsión de la energía autoconsumida toma como referencia los porcentajes de energía autoconsumida considerados en la resolución de peajes del año 2022, los cuales se han modificado para asegurar la coherencia de las previsiones.

Cuadro I.16 Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2023

Peaje T&D	Nº Clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja Tensión	421.351	2.961.776	2.272.411	1.403.100	38,2%	1.178.082
2.0 TD	401.630	2.158.871	1.333.904	816.655	38,0%	1.026.549
3.0 TD	19.721	802.905	938.507	586.446	38,5%	151.533
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	3.416	1.451.176	6.481.905	5.434.404	45,6%	4.800.343
6.1 TD	3.237	1.034.423	3.553.947	3.311.905	48,2%	1.985.562
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	148	193.944	1.224.891	898.686	42,3%	1.539.328
6.3 TD	23	150.828	1.176.130	1.062.379	47,5%	672.924
6.4 TD	8	71.980	526.937	161.434	23,5%	602.529
Total	424.767	4.412.952	8.754.316	6.837.504	43,9%	5.978.425

Fuente: CNMC

Por último, la demanda nacional en b.c. prevista por la CNMC para el cierre de 2023 asciende a 242.944 GWh, resultado de imponer en el sistema peninsular las pérdidas establecidas en la Circular 3/2020, y en el resto de los sistemas el promedio de las pérdidas registradas en los ejercicios 2021 y 2022. (véase Cuadro I.17).

Cuadro I.17 Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. de las redes para el cierre de 2023

Sistema	2022 (1) (GWh)	Últimos doce meses (nov 2022 - oct 2023)			Previsión CNMC de cierre 2023	
		GWh	% variación respecto 2022	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 23 respecto 22
Peninsular	235.548	227.986	-3,2%	-5,2%	228.031	-3,2%
No peninsular	14.974	15.082	0,7%	-0,5%	14.913	-0,4%
Baleares	6.047	5.970	-1,3%	-2,8%	6.009	-0,6%
Canarias	8.535	8.723	2,2%	1,2%	8.524	-0,1%
Ceuta	195	188	-3,8%	-5,2%	186	-4,8%
Melilla	196	201	2,3%	-0,5%	195	-0,9%
Total Nacional	250.522	243.068	-3,0%	-4,9%	242.944	-3,0%

Fuente: CNMC

2. Previsión 2024

2.1. Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el Cuadro I.18 se presenta la demanda en b.c. prevista por el OS para 2024. En particular, en el sistema peninsular en el escenario central el OS prevé un incremento de la demanda en barras de central del 1,3%, respecto del cierre previsto para 2023, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica⁵⁴ del 0,7%, una variación por temperatura del 0,5% y una variación por laboralidad del 0,1%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2024. En el sistema peninsular, en particular, el OS estima en el escenario inferior un incremento de la demanda en b.c. del 0,2%, basada en una variación de la demanda por actividad económica⁵⁵ del -0,4%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 2,2% resultado de considerar una variación de la actividad económica⁵⁶ del 1,6%. En ambos escenarios se mantiene el efecto temperatura y laboralidad del escenario central.

⁵⁴ El OS considera un crecimiento del PIB Nacional del 2,5% para 2024 en el escenario medio.

⁵⁵ El OS considera un crecimiento del PIB Nacional del 1,1% para 2024 en el escenario inferior.

⁵⁶ El OS considera un crecimiento del PIB Nacional del 3,5% para 2024 en el escenario superior.

En los sistemas no peninsulares el OS estima en el escenario central un aumento de la demanda en el subsistema balear y canario y una reducción en el subsistema ceutí y melillense. Concretamente, estima un incremento de la demanda en b.c. del 0,3% en Baleares y del 0,01% en Canarias, y reducciones del 1,2% y 1,5% en Ceuta y Melilla respectivamente. En el documento remitido por el OS relativo a la previsión de la demanda en b.c. en los sistemas balear, canario, ceutí y melillense no se indican las hipótesis de crecimiento del PIB consideradas.

Cuadro I.18 Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2024

Sistema	Previsión OS de cierre 2023			Previsión OS 2024 (GWh)			% variación 2024 sobre 2023		
	GWh	% variación respecto 2022	% variación respecto últimos doce meses	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
Peninsular	229.170	-2,7%	0,6%	229.520	232.130	234.323	0,2%	1,3%	2,2%
No peninsular	15.273	2,0%	2,0%	15.253	15.287	15.360	-0,1%	0,1%	0,6%
Baleares	6.121	1,2%	3,0%	6.128	6.139	6.176	0,1%	0,3%	0,9%
Canarias	8.767	2,7%	1,4%	8.746	8.768	8.803	-0,2%	0,0%	0,4%
Ceuta	189	-3,4%	0,3%	186	186	187	-1,4%	-1,2%	-0,9%
Melilla	196	0,0%	-1,7%	193	193	194	-1,6%	-1,5%	-1,1%
Total Nacional	244.443	-2,4%	0,7%	244.773	247.417	249.683	0,1%	1,2%	2,1%

Fuente: REE

2.2. Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el **Cuadro I.19** se resume el escenario de demanda en consumo desagregado por subsistema y peaje de acceso agregado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras para 2024.

El escenario previsto para 2024 por las empresas distribuidoras prevé un manteniendo de la demanda del 2024 (0,01%) en los niveles previstos para el cierre de 2023, consecuencia de un mantenimiento de la demanda en la península (0,01%), un incremento de la demanda de Canarias (0,3%), Ceuta (1,4%) y Melilla (5%), y una reducción del 0,8% de la demanda en Baleares.

Por nivel de tensión, las empresas estiman un incremento de la demanda de los consumidores conectados en alta tensión del 1% (con la excepción de la demanda de los consumidores conectados al peaje 6.1TD que estiman que se reducirá un 0,4%) y una reducción del 1,1% de la demanda de los consumidores de baja tensión. En particular, las empresas distribuidoras estima que la demanda de los consumidores conectados en alta tensión se incrementará en

todos los subsistemas (1,0% península, 0,6% baleares, 1,1% canarias, 1,4% Ceuta y 5% Melilla), y que la demanda en baja tensión se incrementará en Ceuta y Melilla (1,4% y 5%) y se reducirá en el resto de los subsistemas (-1,1% península, -1,4% baleares y -0,3% canarias).

Cabe destacar el incremento previsto por parte de las empresas para los peajes asociados al vehículo eléctrico (73,8% para el 3.0 TDVE y 72,2% para el peaje 6.1 TDVE).

Cuadro I.19 Previsión de demanda en consumo para 2024 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras

Previsión de las empresas para el cierre 2023 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	95.833	4.103	4.662	110	122	104.830
2.0 TD	65.033	2.391	3.016	61	79	70.581
3.0 TD	30.777	1.710	1.646	49	43	34.225
3.0 TDVE	22	2	1	-	-	25
Alta tensión	109.507	1.458	3.316	58	65	114.403
6.1 TD	61.024	1.329	3.197	58	65	65.672
6.1 TDVE	5	-	-	-	-	5
6.2 TD	21.693	119	120	-	-	21.932
6.3 TD	9.821	0	0	-	-	9.821
6.4 TD	16.965	9	0	-	-	16.974
Total	205.340	5.560	7.979	168	187	219.234

Previsión de las empresas para 2024 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	94.777	4.047	4.647	112	128	103.711
2.0 TD	64.156	2.346	2.991	62	83	69.638
3.0 TD	30.585	1.697	1.653	50	45	34.030
3.0 TDVE	36	4	3	0	-	43
Alta tensión	110.604	1.466	3.354	58	68	115.550
6.1 TD	60.742	1.337	3.232	58	68	65.437
6.1 TDVE	8	-	-	-	-	8
6.2 TD	22.252	120	121	-	-	22.492
6.3 TD	10.017	0	0	-	-	10.017
6.4 TD	17.585	9	0	-	-	17.595
Total	205.380	5.513	8.000	170	196	219.260

% variación 2024 sobre 2023						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	-1,1%	-1,4%	-0,3%	1,4%	5,0%	-1,1%
2.0 TD	-1,3%	-1,9%	-0,8%	1,4%	5,0%	-1,3%
3.0 TD	-0,6%	-0,7%	0,5%	1,4%	5,0%	-0,6%
3.0 TDVE	61,8%	166,4%	206,4%	-	-	73,8%
Alta tensión	1,0%	0,6%	1,1%	1,4%	5,0%	1,0%
6.1 TD	-0,5%	0,6%	1,1%	1,4%	5,0%	-0,4%
6.1 TDVE	72,2%	-	-	-	-	72,2%
6.2 TD	2,6%	0,2%	1,4%	-	-	2,6%
6.3 TD	2,0%	1,4%	1,4%	-	-	2,0%
6.4 TD	3,7%	1,4%	1,4%	-	-	3,7%
Total	0,0%	-0,8%	0,3%	1,4%	5,0%	0,0%

Fuente: Empresas distribuidoras

A continuación, se presenta la previsión de las empresas distribuidoras para el 2024 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red.

Se observa que las empresas prevén, para el ejercicio 2024, un incremento del 95% del número de suministros y del 9% para la energía autoconsumida. Por nivel de tensión, las empresas estiman que se producirá un fuerte incremento de la energía autoconsumida en baja tensión (+128%), consecuencia de un incremento del 95% en el número de suministros, y un mantenimiento de la energía autoconsumida en alta tensión, a pesar del incremento previsto para el número de suministros (23%).

En relación con las previsiones de alta tensión, las empresas prevén un fuerte incremento tanto del número de consumidores como de la energía autoconsumida del peaje 6.1TDA (+32%), y un mantenimiento para el resto de los peajes de alta tensión.

Cuadro I.20. Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el año 2024

Grupo tarifario	Nº suministros	Previsión de energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh). Año 2023						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	7.293	1,3	1,3	1,4	0,7	0,3	1,0	6,0
2.0 TDA	6.543	1,0	0,9	0,9				2,7
3.0 TDA	750	0,3	0,4	0,6	0,7	0,3	1,0	3,3
Alta tensión	14	10,7	12,6	7,2	8,7	3,7	37,8	80,8
6.1 TDA	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2 TDA	3	4,2	4,9	2,6	3,9	1,7	12,6	29,9
6.3 TDA	1	6,5	7,7	4,7	4,8	2,0	25,2	50,8
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	7.308	12,0	13,9	8,7	9,4	4,0	38,8	86,7

Grupo tarifario	Nº suministros	Previsión de energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh). Año 2024						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	14.211	3,3	3,2	3,4	1,3	0,6	1,9	13,6
2.0 TDA	12.693	2,7	2,4	2,3				7,4
3.0 TDA	1.518	0,6	0,8	1,1	1,3	0,6	1,9	6,2
Alta tensión	17	10,7	12,6	7,2	8,7	3,7	37,8	80,8
6.1 TDA	13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2 TDA	3	4,2	4,9	2,6	3,9	1,7	12,6	29,9
6.3 TDA	1	6,5	7,7	4,7	4,8	2,0	25,2	50,8
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	14.229	14,0	15,8	10,6	10,0	4,3	39,7	94,4

Grupo tarifario	Nº suministros	% variación previsión de cierre 2024 sobre 2023						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	95%	157%	153%	135%	84%	85%	91%	128%
2.0 TDA	94%	178%	182%	169%				176%
3.0 TDA	102%	94%	92%	85%	84%	85%	91%	88%
Alta tensión	23%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6.1 TDA	32%	-11%	19%	-2%	16%	48%	7%	12%
6.2 TDA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6.3 TDA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6.4 TDA								
Total	95%	17%	14%	22%	6%	6%	2%	9%

Fuente: Empresas distribuidoras

Por último, a continuación, se presenta la previsión de las empresas distribuidoras para el 2024 del número de suministros con autoconsumo, potencia facturada por la energía suministrada de la red, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida a la red, desagregada por peaje de acceso.

Se puede observar que las empresas distribuidoras prevén, para 2024, un incremento del 56% del número de consumidores, del 39% de la potencia facturada por la energía suministrada de la red, del 32% de la potencia de generación instalada, del 28% de la energía consumida de la red y del 18% de la energía vertida. Analizando los datos por peaje de acceso, los consumidores conectados en baja tensión, peajes 2.0 TD y 3.0 TD son los que presenten mayores incrementos.

Cuadro I.21 Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros con autoconsumo, potencia facturada, energía consumida de la red y energía vertida, desagregada por peaje de acceso para 2024

Grupo tarifario	Datos de autoconsumo. Año 2023				
	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	399.778	2.842.582	2.628.000	2.200.589	1.122.724
2.0 TD	380.057	2.039.677	2.100.419	1.262.082	971.190
3.0 TD	19.721	802.905	527.581	938.507	151.533
3.0 TDVE	-	-	-	-	-
Alta tensión	3.416	1.520.873	2.879.959	6.365.434	4.772.639
6.1 TD	3.237	1.034.423	1.427.458	3.553.947	1.985.562
6.1 TDVE	-	-	-	-	-
6.2 TD	148	193.944	842.811	1.108.420	1.511.624
6.3 TD	23	220.526	421.870	1.176.130	672.924
6.4 TD	8	71.980	187.820	526.937	602.529
Total	403.193	4.363.455	5.507.959	8.566.024	5.895.362

Grupo tarifario	Datos de autoconsumo. Año 2024				
	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	624.776	4.260.620	3.983.348	3.386.503	1.734.536
2.0 TD	595.501	3.145.243	3.210.306	1.972.388	1.509.019
3.0 TD	29.274	1.115.377	773.042	1.414.115	225.517
3.0 TDVE	-	-	-	-	-
Alta tensión	4.993	1.824.882	3.280.848	7.569.077	5.233.987
6.1 TD	4.779	1.307.883	1.750.376	4.542.997	2.390.238
6.1 TDVE	-	-	-	-	-
6.2 TD	183	211.519	908.331	1.193.647	1.566.467
6.3 TD	23	233.500	434.321	1.305.496	674.752
6.4 TD	8	71.980	187.820	526.937	602.529
Total	629.768	6.085.503	7.264.196	10.955.580	6.968.524

Grupo tarifario	% variación previsión de cierre 2024 sobre 2023				
	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	56%	50%	52%	54%	54%
2.0 TD	57%	54%	53%	56%	55%
3.0 TD	48%	39%	47%	51%	49%
3.0 TDVE	-	-	-	-	-
Alta tensión	46%	20%	14%	19%	10%
6.1 TD	48%	26%	23%	28%	20%
6.1 TDVE	-	-	-	-	-
6.2 TD	23%	9%	8%	8%	4%
6.3 TD	2%	6%	3%	11%	0%
6.4 TD	0%	0%	0%	0%	0%
Total	56%	39%	32%	28%	18%

Fuente: Grandes distribuidoras

2.3. Previsión de la CNMC de demanda en consumo

Para el año 2024, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 1,5% y el 2% (FUNCAS prevé un aumento del 1,5%, el FMI del 1,7%, el Banco de España del 1,8%, la Unión Europea y la OCDE del 1,9% y el Gobierno del 2%).

En 2024 se espera una ligera reducción (-0,05%) de la demanda respecto a los valores de 2023, frente a la reducción del 2,9% prevista en 2023. Estas previsiones han sido elaboradas teniendo en cuenta tanto las previsiones del Operador del Sistema (-2,4% para el cierre de 2023 y +1,2% para 2024) como de las empresas distribuidoras (-2,6% para el cierre de 2023 y +0,01% para 2024), así como las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes. La demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2024 se prevé que se reducirá un 0,05%, hasta alcanzar los 242.820 GWh, valor sensiblemente inferior al valor previsto en el escenario central por el operador del sistema para el ejercicio 2024 (247.417 GWh).

Se estima que en 2024 se producirán incrementos de la demanda de alta tensión, a excepción de la demanda de los clientes acogidos al peaje 6.1TD. Por el contrario, se prevé que la demanda de baja tensión se reduzca un 1,5% para el peaje 2.0TD y un 0,7% para el peaje 3.0TD, con respecto a la prevista para el cierre de 2023.

En los cuadros siguientes se muestran las previsiones relativas al número de suministros, potencia contratada y consumo por periodo horario, para el total nacional y desagregada por subsistema, con la estructura peajes de la Circular 3/2020.

Cuadro I.22 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2024. Sistema Nacional

(A) Previsión 2024 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.382.110	147.227	146.225	147.469	20.716	20.730	20.737	26.106	22.829	22.216	36.943	4.704	1.796	14.306	102.794
2.0 TD	29.565.484	126.710	126.704	126.834	-	-	-	-	18.835	17.603	32.638	-	-	-	69.076
3.0 TD	813.330	20.341	19.345	20.458	20.539	20.554	20.561	25.929	3.989	4.607	4.298	4.697	1.794	14.290	33.674
3.0 TDVE	3.296	177	176	177	177	177	177	178	5	6	7	7	2	17	43
Alta tensión	116.961	28.721	27.517	28.701	29.587	29.901	30.107	41.220	10.726	13.633	13.233	15.015	6.245	56.694	115.546
6.1 TD	111.203	18.170	17.500	18.199	18.567	18.741	18.825	26.734	6.612	8.195	7.968	8.875	3.570	30.214	65.434
6.1 TDVE	44	22	21	21	21	21	21	46	1	1	1	1	0	3	8
6.2 TD	3.951	4.642	4.503	4.653	4.741	4.776	4.815	6.219	2.010	2.647	2.543	2.902	1.229	11.161	22.492
6.3 TD	616	1.916	1.820	1.883	1.976	2.073	2.081	2.590	809	1.043	1.028	1.205	507	5.425	10.017
6.4 TD	1.147	3.971	3.673	3.945	4.281	4.291	4.364	5.631	1.294	1.747	1.693	2.032	939	9.890	17.595
Total	30.499.072	175.948	173.742	176.170	50.303	50.632	50.844	67.326	33.555	35.849	50.176	19.718	8.041	71.000	218.340

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	14.211								3.305	3.186	3.382	1.334	561	1.855	13.622
2.0 TDA	12.693								2.661	2.420	2.319	-	-	-	7.400
3.0 TDA	1.518								644	766	1.063	1.334	561	1.855	6.222
Alta tensión	17								10.685	12.648	7.220	8.666	3.704	37.838	80.762
6.1 TDA	13								3	6	6	10	6	13	44
6.2 TDA	3								4.220	4.913	2.563	3.870	1.721	12.587	29.874
6.3 TDA	1								6.462	7.728	4.652	4.787	1.977	25.238	50.844
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	14.229								13.990	15.833	10.602	10.000	4.264	39.693	94.384

Fuente: CNMC

Cuadro I.23 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2024. Sistema Peninsular

(A) Previsión 2024 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	28.319.329	136.161	135.210	136.393	18.871	18.884	18.890	23.995	20.852	20.343	33.997	4.305	1.625	12.745	93.867
2.0 TD	27.569.875	117.472	117.466	117.591	-	-	-	-	17.322	16.232	30.046	-	-	-	63.599
3.0 TD	746.400	18.523	17.579	18.637	18.706	18.719	18.725	23.829	3.527	4.106	3.945	4.299	1.623	12.731	30.232
3.0 TDVE	3.053	165	165	165	165	165	165	166	4	5	6	6	2	14	36
Alta tensión	113.239	27.594	26.443	27.563	28.427	28.736	28.938	39.687	10.135	12.998	12.728	14.463	6.001	54.279	110.604
6.1 TD	107.574	17.098	16.478	17.116	17.463	17.714	17.714	25.285	6.048	7.589	7.484	8.347	3.336	27.939	60.742
6.1 TDVE	44	22	21	21	21	21	21	46	1	1	1	1	0	3	8
6.2 TD	3.868	4.596	4.458	4.607	4.694	4.728	4.767	6.149	1.984	2.619	2.523	2.879	1.219	11.027	22.252
6.3 TD	613	1.914	1.819	1.881	1.974	2.072	2.080	2.586	809	1.043	1.028	1.205	507	5.424	10.017
6.4 TD	1.139	3.964	3.666	3.937	4.274	4.283	4.356	5.621	1.293	1.746	1.692	2.031	938	9.885	17.585
Total	28.432.567	163.755	161.653	163.956	47.298	47.620	47.829	63.683	30.988	33.340	46.725	18.768	7.626	67.024	204.471

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	12.842								2.769	2.714	2.906	1.228	519	1.489	11.625
2.0 TDA	11.575								2.239	2.071	1.939	-	-	-	6.249
3.0 TDA	1.267								530	643	968	1.228	519	1.489	5.376
Alta tensión	17								10.685	12.648	7.220	8.666	3.704	37.838	80.762
6.1 TDA	13								3	6	6	10	6	13	44
6.2 TDA	3								4.220	4.913	2.563	3.870	1.721	12.587	29.874
6.3 TDA	1								6.462	7.728	4.652	4.787	1.977	25.238	50.844
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	12.859								13.454	15.362	10.127	9.894	4.222	39.327	92.386

Fuente: CNMC

Cuadro I.24 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2024. Sistema balear

(A) Previsión 2024 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	757.299	4.738	4.705	4.744	929	930	930	1.068	902	859	1.272	169	74	771	4.047
2.0 TD	718.980	3.823	3.822	3.827	-	-	-	-	641	586	1.119	-	-	-	2.346
3.0 TD	38.184	910	877	913	924	924	925	1.063	261	272	152	169	74	769	1.697
3.0 TDVE	136	5	5	5	5	5	5	5	1	1	0	0	0	2	4
Alta tensión	1.263	373	359	370	388	390	390	545	226	238	120	129	59	694	1.466
6.1 TD	1.252	337	324	333	350	352	352	492	209	220	110	117	54	626	1.337
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	7	29	28	29	30	30	30	40	16	17	9	10	4	63	120
6.3 TD	2	1	1	1	1	1	1	4	0	0	0	0	0	0	0
6.4 TD	2	7	6	7	7	7	7	9	1	1	1	1	0	5	9
Total	758.563	5.111	5.064	5.114	1.316	1.319	1.320	1.613	1.128	1.097	1.392	298	133	1.465	5.513

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	842								248	206	166	32	12	74	738
2.0 TDA	685								202	160	134	-	-	-	496
3.0 TDA	157								46	46	32	32	12	74	242
Alta tensión	-								-	-	-	-	-	-	-
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	842								248	206	166	32	12	74	738

Fuente: CNMC

Cuadro I.25 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2024. Sistema canario

(A) Previsión 2024 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	1.240.447	5.968	5.948	5.970	839	839	840	961	1.022	967	1.600	218	91	749	4.647
2.0 TD	1.214.187	5.131	5.131	5.132	-	-	-	-	832	750	1.409	-	-	-	2.991
3.0 TD	26.154	830	811	831	833	833	833	955	190	216	190	218	91	748	1.653
3.0 TDVE	105	6	6	6	6	6	6	6	0	0	0	0	0	1	3
Alta tensión	2.345	716	678	732	735	739	741	944	354	383	372	409	179	1.657	3.354
6.1 TD	2.262	698	660	713	716	720	721	913	344	372	361	396	174	1.585	3.232
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	76	18	17	18	18	18	18	30	10	11	11	13	6	71	121
6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 TD	6	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.242.792	6.684	6.626	6.702	1.574	1.578	1.581	1.905	1.376	1.350	1.972	626	271	2.406	8.000

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	415								124	104	83	19	7	43	380
2.0 TDA	338								97	77	64	-	-	-	239
3.0 TDA	78								27	27	19	19	7	43	141
Alta tensión	-								-	-	-	-	-	-	-
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	415								124	104	83	19	7	43	380

Fuente: CNMC

Cuadro I.26 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2024. Sistema ceutí

(A) Previsión 2024 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	31.076	172	172	172	39	39	39	41	24	22	34	6	3	22	110
2.0 TD	29.727	133	133	133	-	-	-	-	18	15	28	-	-	-	61
3.0 TD	1.348	39	39	39	39	39	39	41	5	7	6	6	3	22	49
3.0 TDVE	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alta tensión	48	16	16	16	16	16	16	20	5	6	6	6	3	32	58
6.1 TD	48	16	16	16	16	16	16	20	5	6	6	6	3	32	58
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	31.124	188	187	188	55	55	55	60	28	28	40	13	6	54	169

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	38								12	9	8	0	0	1	30
2.0 TDA	36								11	9	7	-	-	-	26
3.0 TDA	2								1	1	0	0	0	1	4
Alta tensión	-								-	-	-	-	-	-	-
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	38								12	9	8	0	0	1	30

Fuente: CNMC

Cuadro I.27 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2024. Sistema melillense

(A) Previsión 2024 CNMC

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	33.959	190	189	190	38	38	38	41	28	26	41	6	2	19	122
2.0 TD	32.715	152	152	152	-	-	-	-	23	20	36	-	-	-	79
3.0 TD	1.244	38	38	38	38	38	38	41	5	6	5	6	2	19	43
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	67	21	21	21	21	21	21	24	7	8	7	8	3	33	65
6.1 TD	67	21	21	21	21	21	21	24	7	8	7	8	3	33	65
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	34.026	211	211	211	59	59	59	65	35	33	48	13	6	52	187

(B) Autoconsumo a través de red

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	75								153	152	219	54	23	247	849
2.0 TDA	60								113	103	174	-	-	-	390
3.0 TDA	15								40	49	44	54	23	247	459
Alta tensión	-								-	-	-	-	-	-	-
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
Total	75								153	152	219	54	23	247	849

Fuente: CNMC

En el **Cuadro I.28** se muestran las previsiones para 2024 de los puntos de suministro acogidos a autoconsumo. Con carácter general, se han mantenido las previsiones remitidas por parte de las empresas distribuidoras, con la excepción de las previsiones correspondientes para el peaje 2.0TD, para las que se ha considerado que el 0,95% de los suministros con potencia inferior a 15 kW se acogerá a autoconsumo, instalando 1,7 kW de potencia fotovoltaica. Asimismo, se han modificado las previsiones de la potencia facturada del peaje 6.3 TD y de la energía consumida de la red y energía vertida del peaje 6.2 TD, al objeto de asegurar la coherencia de las previsiones. Finalmente, respecto a la energía autoconsumida, se han aplicado los mismos porcentajes respecto de la energía consumida de la red considerados en el ejercicio de previsión del año pasado.

Como resultado de lo anterior, se prevé un incremento del número de suministros para 2024 del 67,6%, superior al previsto por parte de las empresas distribuidoras (+56%), y un incremento de la energía autoconsumida del 65,5%.

Cuadro I.28 Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para 2024

Previsión Cierre del Año 2023						
Peaje T&D	Nº Clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja Tensión	421.351	2.961.776	2.272.411	1.403.100	38,2%	1.178.082
2.0 TD	401.630	2.158.871	1.333.904	816.655	38,0%	1.026.549
3.0 TD	19.721	802.905	938.507	586.446	38,5%	151.533
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	3.416	1.451.176	6.481.905	5.434.404	45,6%	4.800.343
6.1 TD	3.237	1.034.423	3.553.947	3.311.905	48,2%	1.985.562
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	148	193.944	1.224.891	898.686	42,3%	1.539.328
6.3 TD	23	150.828	1.176.130	1.062.379	47,5%	672.924
6.4 TD	8	71.980	526.937	161.434	23,5%	602.529
Total	424.767	4.412.952	8.754.316	6.837.504	43,9%	5.978.425

Previsión Año 2024						
Peaje T&D	Nº Clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja Tensión	706.972	4.605.569	3.660.114	2.491.256	40,5%	1.942.259
2.0 TD	677.698	3.490.191	2.246.000	1.598.484	41,6%	1.716.742
3.0 TD	29.274	1.115.377	1.414.115	892.772	38,7%	225.517
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	4.993	1.727.492	7.686.459	8.825.866	53,5%	5.261.691
6.1 TD	4.779	1.307.883	4.542.997	5.608.032	55,2%	2.390.238
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	183	211.519	1.311.030	1.535.505	53,9%	1.594.172
6.3 TD	23	136.110	1.305.496	1.440.558	52,5%	674.752
6.4 TD	8	71.980	526.937	241.770	31,5%	602.529
Total	711.965	6.333.061	11.346.574	11.317.122	49,9%	7.203.951

Incremento 2024 / 2023						
Peaje T&D	Nº Clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja Tensión	67,8%	55,5%	61,1%	77,6%	6,1%	64,9%
2.0 TD	68,7%	61,7%	68,4%	95,7%	9,5%	67,2%
3.0 TD	48,4%	38,9%	50,7%	52,2%	0,6%	48,8%
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	46,2%	19,0%	18,6%	62,4%	17,2%	9,6%
6.1 TD	47,6%	26,4%	27,8%	69,3%	14,5%	20,4%
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	23,3%	9,1%	7,0%	70,9%	27,5%	3,6%
6.3 TD	1,9%	-9,8%	11,0%	35,6%	10,5%	0,3%
6.4 TD	0,0%	0,0%	0,0%	49,8%	34,1%	0,0%
Total	67,6%	43,5%	29,6%	65,5%	13,9%	20,5%

Fuente: CNMC

Finalmente, la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2024 (254.679 GWh) se ha obtenido aplicando el mismo criterio que el utilizado para determinar la demanda del ejercicio 2023 (véase Cuadro I.29).

Cuadro I.29 Previsión de la demanda en b.c. para 2024

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2023		Previsión CNMC 2024	
	GWh	% variación 23 respecto 22	GWh	% variación 24 respecto 23
Peninsular	228.031	-3,2%	227.935	0,0%
No peninsular	14.913	-0,4%	14.886	-0,2%
Baleares	6.009	-0,6%	5.958	-0,8%
Canarias	8.524	-0,1%	8.546	0,3%
Ceuta	186	-4,8%	187	0,5%
Melilla	195	-0,9%	195	0,0%
Total Nacional	242.944	-3,0%	242.820	-0,1%

Fuente: CNMC

3. Previsión 2025

3.1. Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el Cuadro I.30 se muestra la previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema para el año 2025.

Según la previsión del operador del sistema, la demanda registrará un incremento del 5,1% en el último año del período regulatorio, dicha previsión, se han elaborado aplicando los crecimientos de demanda eléctrica del modelo de previsión de demanda anual de largo plazo a nivel regional elaborado por CEPREDE para Red Eléctrica al escenario previsto para 2024. El operador del sistema indica además que se incluye la demanda abastecida por autoconsumo fotovoltaico, y que los valores aportados son coherentes con las hipótesis utilizadas en el borrador de la actualización del PNIEC publicado en junio de 2023.

Cuadro I.30 Previsión del OS en el año 2025

Demanda b.c. (GWh)	Previsión 2025 (*)
Peninsular	244.413
Extrapeeninsular	15.592
Baleares	6.233
Canarias	8.972
Ceuta	190
Melilla	197
Demanda redes	260.005

% variación año anterior	Previsión 2025 (*)
Peninsular	5,3%
Extrapeeninsular	2,0%
Baleares	1,5%
Canarias	2,3%
Ceuta	1,9%
Melilla	1,9%
Demanda nacional	5,1%

(*) Incluye autoconsumo fotovoltaico

Fuente: OS

3.2. Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.31 se muestra la evolución del número de suministros, potencia facturada y consumo prevista por las empresas distribuidoras para el año 2025. Según las previsiones de las empresas distribuidoras tanto la potencia como la demanda registrarán crecimientos en todos los peajes excepto la demanda de los peajes 3.0TD y 6.1TD.

Se observa que las empresas estiman que tanto el número de suministros como la potencia aumentarán un 0,5% mientras que el consumo se incrementará en un 0,4%. En particular, las empresas estiman que la demanda de los consumidores de baja tensión se incremente un 0,1%, consecuencia de un incremento de la demanda de los consumidores acogidos al peaje 2.0TD (+0,1%) y al peaje 3.0TDVE (+55,8%) parcialmente compensando por una reducción de la demanda de los consumidores acogidos al peaje 3.0 TD (-0,1%). Asimismo, las empresas estiman que la demanda de los consumidores conectados en alta tensión se incremente un 0,7% consecuencia de un incremento de la demanda de todos los peajes (6.1TDVE 50,4%, 6.2TD 2,3%, 6.3 TD 1,9% 6.4 TD 3,4%), con la excepción del 6.1TD para el cual estiman una reducción del -0,8%.

Cuadro I.31 Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, potencia facturada y consumo para el año 2025

Peaje T&D	2025		
	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
Baja tensión	30.534.724	148.457	103.769
2.0 TD	29.715.031	127.733	69.708
3.0 TD	815.332	20.481	33.994
3.0 TDVE	4.361	243	67
Alta tensión	117.101	28.914	116.305
6.1 TD	111.263	18.311	64.888
6.1 TDVE	56	29	13
6.2 TD	3.970	4.662	23.005
6.3 TD	621	1.920	10.210
6.4 TD	1.191	3.992	18.189
Total	30.651.824	177.371	220.074

Peaje T&D	2025		
	Clientes	Potencia facturada	Consumo
Baja tensión	0,5%	0,5%	0,1%
2.0 TD	0,5%	0,5%	0,1%
3.0 TD	0,2%	0,6%	-0,1%
3.0 TDVE	32,3%	37,9%	55,8%
Alta tensión	0,1%	0,7%	0,7%
6.1 TD	0,1%	0,8%	-0,8%
6.1 TDVE	29,3%	35,8%	50,4%
6.2 TD	0,5%	0,4%	2,3%
6.3 TD	0,8%	0,2%	1,9%
6.4 TD	3,8%	0,5%	3,4%
Total	0,5%	0,5%	0,4%

Fuente: Empresas

En el Cuadro I.32, se presenta la previsión de las empresas distribuidoras para el año 2025 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Se puede observar que dichos agentes prevén que el número de suministros se

incremente un 37,1% y que la energía autoconsumida a través de instalaciones próximas se incremente un 6,9%.

Cuadro I.32 Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros, energía autoconsumida y tasa de variación por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el año 2025

Peaje T&D	2025	
	Clientes	Consumo (MWh)
Baja tensión	19.485	20.098
2.0 TD	17.335	10.385
3.0 TD	2.150	9.713
Alta tensión	20	80.774
6.1 TD	16	57
6.2 TD	3	29.874
6.3 TD	1	50.844
6.4 TD	0	0

Total	19.505	100.872
--------------	---------------	----------------

Peaje T&D	2025	
	Clientes	Consumo
Baja tensión	37,1%	47,5%
2.0 TD	36,6%	40,3%
3.0 TD	41,6%	56,1%
Alta tensión	15,4%	0,0%
6.1 TD	20,0%	28,0%
6.2 TD	0,0%	0,0%
6.3 TD	0,0%	0,0%
6.4 TD		

Total	37,1%	6,9%
--------------	--------------	-------------

Fuente: Empresas

Por último, a continuación, se presenta la previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros con autoconsumo, su potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida, desagregada por peaje de acceso. Se observa que las empresas distribuidoras estiman que el número de suministros se incremente un 28,1%, la

potencia facturada un 22,7%, la potencia instalada de generación se un 19,9%, la energía consumida de la red un 17,0% y la energía vertida un 12,7%.

Cuadro I.33 Previsión de las empresas distribidoras del número de suministros con autoconsumo, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida, desagregada por peaje de acceso para el año 2025

Peajes	2025				
	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
BAJA TENSION	800.468	5.419.430	5.070.526	4.336.588	2.227.804
2.0 TD	764.180	4.024.474	4.104.535	2.545.349	1.944.205
3.0 TD	36.289	1.394.956	965.991	1.791.239	283.599
3.0 TDVE	-	-	-	-	-
ALTA TENSION	6.482	2.049.054	3.640.509	8.485.510	5.627.927
6.1 TD	6.241	1.517.883	2.052.528	5.381.302	2.744.329
6.1 TDVE	-	-	-	-	-
6.2 TD	210	223.558	963.794	1.250.509	1.606.016
6.3 TD	24	235.633	436.368	1.326.762	675.053
6.4 TD	8	71.980	187.820	526.937	602.529
TOTAL	806.951	7.468.485	8.711.035	12.822.098	7.855.731

Peajes	2025				
	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
BAJA TENSION	28,1%	27,2%	27,3%	28,1%	28,4%
2.0 TD	28,3%	28,0%	27,9%	29,0%	28,8%
3.0 TD	24,0%	25,1%	25,0%	26,7%	25,8%
3.0 TDVE	-	-	-	-	-
ALTA TENSION	29,8%	12,3%	11,0%	12,1%	7,5%
6.1 TD	30,6%	16,1%	17,3%	18,5%	14,8%
6.1 TDVE	-	-	-	-	-
6.2 TD	14,9%	5,7%	6,1%	4,8%	2,5%
6.3 TD	1,9%	0,9%	0,5%	1,6%	0,0%
6.4 TD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	28,1%	22,7%	19,9%	17,0%	12,7%

Fuente: Empresas

3.3. Previsión de la demanda en b.c. y en consumo de la CNMC

A continuación, se muestran la previsión de la demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el año 2025.

La demanda prevista resulta de considerar las siguientes hipótesis respecto de la evolución del consumo por sector de actividad, la penetración del vehículo eléctrico, las bombas de calor, la eficiencia energética, el autoconsumo para el año 2025.

La previsión de **demanda asociada al consumo doméstico** se ha estimado teniendo en cuenta las previsiones del INE. En particular, se ha considerado que el número de hogares aumentará en 2025 un 1,20% en el subsistema peninsular, un 0,73% en el subsistema balear, un 0,65% en el subsistema canario, un 0,66% en el subsistema ceutí un 0,66% y un 0,18% en el subsistema melillense.

Se estima que el número de suministros conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW evolucionará de la misma manera que el número de hogares. Por lo que respecta a la potencia y el consumo medio de los puntos de suministro durante dicho ejercicio se estima que se verá afectado por la penetración del vehículo eléctrico, las bombas de calor y las medidas de eficiencia energética que se implementarán en el periodo derivadas del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (en adelante PNIEC).

Al respecto se indica que, se estima que el descenso del consumo eléctrico a través de la red motivado por el incremento del autoconsumo y las medidas de eficiencia energética será parcialmente compensado por el aumento de la demanda por la penetración de las bombas de calor y el vehículo eléctrico.

Respecto de la **penetración del vehículo eléctrico** se han adoptado las siguientes hipótesis:

- El parque móvil de vehículos ligeros continuará creciendo hasta el 2025 siendo el incremento decreciente durante el periodo de previsión motivado por la ganancia de cuota de mercado del vehículo de uso compartido.
- Se considera que las matriculaciones crecerán a un ritmo constante durante el periodo. En particular, se ha mantenido el incremento medio registrado en los dos últimos ejercicios con información disponible, el año 2021 y 2022, esto es el 1,21% en el subsistema peninsular, el 1,52% en el subsistema balear, el 1,93% en el subsistema canario y el 0,58% en el subsistema melillense. Para el subsistema ceutí se ha tomado el valor de 0,58% debido a que el promedio de los dos últimos ejercicios arrojaba un valor ligeramente negativo.
- La cuota anual de matriculaciones de vehículos ligeros eléctricos evoluciona según una distribución logística (curva S) en línea con lo

contemplado en el "Informe de la comisión de expertos de transición energética" hasta alcanzar el 100% en 2050, si bien los parámetros se han ajustado por subsistema, a efectos de reflejar las distintas realidades. Cabe señalar que, entre otros factores, en la penetración del vehículo eléctrico las políticas específicas de las distintas Comunidades Autónomas tendrán gran impacto a la hora de fomentar la transición de un vehículo de motor de combustión a eléctrico. En este sentido se estima que la penetración será más rápida en los subsistemas peninsular, balear y canario y más lenta en el resto de subsistemas.

- Se estima que, en 2030 habrá alrededor de 2 millones de vehículos eléctricos, lo que supondría un 6,3 % de los vehículos ligeros en 2030.
- Se ha estimado que el 70% de los vehículos eléctricos serán turismos y el 30% ciclomotores o motocicletas, con una potencia de carga de 3,45 kW y 1,5 kW, respectivamente.
- Se ha considerado que el 50% de las cargas de los vehículos eléctricos se realizará en horario nocturno y no supondrán por tanto un aumento de potencia y que el 50% restante se distribuyen homogéneamente durante el resto de las horas.

Bajo estas hipótesis se estima que en 2025 habrá, aproximadamente, 498.285 vehículos eléctricos, lo que tendrá un impacto en la demanda consumida de 1.017 GWh y en la potencia contratada de 935 GW.

Respecto de la penetración de las **bombas de calor**, se ha estimado que anualmente el 1,25% de los suministros con potencia inferior a 15kW instalarán bombas de calor que cumplan con los requisitos de la Directiva (UE) 2018/2001, de forma que el 18% de los hogares dispondrán de bomba de calor renovables en 2025, lo que, supuesto que el 50% se deberá a nuevos consumos y el 50% desplazará otros consumos eléctricos, tendrá un impacto en la demanda de 0,6 TWh.

Respecto de la penetración del **autoconsumo**, se ha considerado que anualmente el 0,95% de los suministros con potencia inferior a 15 kW instalarán 1,7 kW de potencia fotovoltaica y se acogerá a autoconsumo, de forma que el autoconsumo representará el 5,6% del total de la demanda nacional en consumo en 2025.

Respecto de las medidas de **eficiencia energética** se ha estimado que en el sector doméstico el tamaño medio de los suministros se reducirá un 6% anual

como consecuencia de la renovación de los electrodomésticos. Asimismo, se ha considerado que la mejora de la eficiencia de los mismos y la tasa de renovación de los electrodomésticos es del 10% anual, supuesta una vida útil de 10 años.

Respecto de la penetración del autoconsumo en el sector no doméstico se han tomado las previsiones proporcionadas por las empresas. Cabe señalar que esta previsión no está detallada por tecnología, pudiendo incluir además de la solar fotovoltaica otras tecnologías.

En los cuadros siguientes se muestran las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para el año 2025 resultado de considerar las hipótesis anteriores. En particular, en el Cuadro I.34 se presenta las previsiones de la CNMC relativas a la demanda en consumo y en b.c., desagregadas por subsistema y distinguiendo entre la demanda suministrada desde las redes y demanda autogenerada, así como la evolución de las pérdidas medias previstas para el periodo regulatorio y en el Cuadro I.35 se presenta el detalle de las previsiones de la CNMC de la demanda en consumo, desagregadas por grupo tarifario y periodo horario, a efectos del cálculo de los peajes de transporte y distribución para el año 2025. Por último, en el Cuadro I.36 se muestran las previsiones del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el año 2025.

Cabe señalar que, si bien se estiman incrementos relevantes de la demanda nacional, motivado por el proceso de electrificación de la economía, estos incrementos no se traducen en incrementos de energía suministrada desde las redes, debido a la penetración del autoconsumo, que se estima alcanzará el 5,6% en 2025.

Cuadro I.34 Previsión de la CNMC de la demanda en consumo de las redes, autoconsumo y demanda b.c. Año 2025

	Demanda en consumo extraída de las redes (GWh)	Demanda en b.c. tomada de las redes (GWh)	Demanda autogenerada (GWh)	Demanda nacional b.c. (GWh)	% penetración autoconsumo	Pérdidas implícitas (%)
Peninsular	205.814	229.020	13.614	242.635	5,6%	11,3%
Extrapeninsular	13.890	14.908	784	15.692	5,0%	7,3%
Baleares	5.516	5.961	504	6.465	7,8%	8,1%
Canarias	8.016	8.563	278	8.841	3,1%	6,8%
Ceuta	170	188	0	188	0,0%	10,7%
Melilla	188	196	2	198	1,1%	4,2%
Demanda nacional	219.704	243.928	14.398	258.327	5,6%	11,0%

	Tasa de variación sobre el año anterior			
	Demanda en consumo extraída de las redes (GWh)	Demanda en b.c. tomada de las redes (GWh)	Demanda autogenerada (GWh)	Demanda nacional b.c. (GWh)
Peninsular	0,7%	0,5%	27,5%	1,7%
Extrapeninsular	0,1%	0,1%	22,3%	1,1%
Baleares	0,1%	0,1%	22,7%	1,5%
Canarias	0,2%	0,2%	21,2%	0,7%
Ceuta	0,8%	0,8%	51,8%	0,8%
Melilla	0,5%	0,5%	81,5%	1,0%
Demanda nacional	0,6%	0,5%	27,2%	1,6%

Fuente: CNMC

Cuadro I.35 Previsión de la demanda en consumo de la CNMC en el año 2025

Sistema Nacional. Año 2025														
Peaje T&D	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (MWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.609.450	146.719.054	147.965.281	20.810.768	20.825.314	20.832.266	26.208.616	22.847.464	22.238.590	36.961.804	4.730.413	1.806.329	14.386.307	102.970.907
2.0 TD	29.789.711	127.105.060	127.235.676	-	-	-	-	18.831.432	17.599.645	32.631.970	-	-	-	69.063.047
3.0 TD	815.377	19.370.711	20.486.115	20.567.130	20.581.612	20.588.549	25.963.423	4.008.241	4.629.717	4.319.752	4.720.184	1.802.599	14.360.266	33.840.759
3.0 TDVE	4.362	243.283	243.489	243.639	243.701	243.717	245.193	7.791	9.228	10.082	10.228	3.730	26.041	67.101
Alta tensión	117.048	27.566.924	28.752.403	29.639.047	29.954.056	30.159.622	41.295.847	10.838.772	13.776.234	13.373.094	15.172.595	6.309.686	57.262.689	116.733.070
6.1 TD	111.227	17.497.325	18.195.867	18.563.844	18.737.979	18.822.258	26.731.174	6.687.414	8.288.841	8.060.069	8.977.682	3.610.844	30.560.476	66.185.326
6.1 TDVE	56	28.955	28.955	28.955	28.955	28.955	62.981	1.415	1.562	2.035	1.936	595	5.065	12.608
6.2 TD	3.997	4.545.468	4.697.068	4.785.860	4.820.550	4.860.211	6.277.017	2.036.314	2.682.169	2.576.711	2.940.466	1.245.775	11.309.350	22.790.784
6.3 TD	620	1.819.153	1.881.967	1.975.149	2.072.194	2.080.475	2.588.697	815.660	1.051.367	1.036.251	1.214.878	511.052	5.467.872	10.097.081
6.4 TD	1.147	3.676.022	3.948.546	4.285.238	4.294.378	4.367.723	5.635.978	1.297.969	1.752.295	1.698.029	2.037.634	941.420	9.919.925	17.647.271
Total	30.726.498	174.285.979	176.717.684	50.449.815	50.779.370	50.991.888	67.504.463	33.686.237	36.014.824	50.334.899	19.903.007	8.116.015	71.648.996	219.703.977

Fuente: CNMC

Cuadro I.36 Previsión de CNMC del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el año 2025

Sistema Nacional. Año 2025								
Peaje T&D	Nº suministros	Consumo (MWh)						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	19.485	4.740	4.591	4.914	2.082	875	2.895	20.098
2.0 TD	17.335	3.735	3.396	3.254	-	-	-	10.385
3.0 TD	2.150	1.005	1.195	1.660	2.082	875	2.895	9.713
Alta tensión	20	10.686	12.649	7.222	8.669	3.705	37.842	80.774
6.1 TD	16	4	8	7	13	8	17	57
6.2 TD	3	4.220	4.913	2.563	3.870	1.721	12.587	29.874
6.3 TD	1	6.462	7.728	4.652	4.787	1.977	25.238	50.844
6.4 TD								-
Total	19.505	15.426	17.241	12.136	10.751	4.581	40.737	100.872

Fuente: CNMC