

**ACUERDO POR EL QUE SE REMITE
A LA DIRECCIÓN GENERAL DE
POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS
DATOS PARA LA ELABORACIÓN
DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y
COSTES PARA EL CÁLCULO DE
LOS CARGOS QUE CUBRIRÁN
PARCIALMENTE LOS COSTES DEL
SISTEMA ELÉCTRICO PARA 2026**

INF/DE/256/25

20 de noviembre de 2025

www.cnmc.es

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. OBJETO	6
2. PREVISIONES DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN, INGRESOS Y COSTES PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2025 Y 2026.....	7
2.1.Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2025 y 2026.....	7
2.1.1. Previsión de cierre 2025	7
2.1.2. Previsión 2026	12
2.2.Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2025 y 2026	16
2.2.1. Previsión de cierre 2025	17
2.2.2. Previsión 2026	21
2.3.Previsión de los costes regulados para el cierre de 2025 y 2026	24
2.3.1. Previsión de liquidación definitiva 2024	25
2.3.2. Previsión de cierre 2025	27
2.3.3. Previsión 2026	32
3. SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO	33
3.1.Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC	33
3.2.Información relativa a los consumidores a los que se les aplica bono social.....	36
3.3.Información relativa a los consumidores en régimen transitorio.....	39
4. FINANCIACIÓN DEL BONO SOCIAL.....	39
5. OTRA INFORMACIÓN	41
5.1.Información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas	41
5.2.Balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos horarios	45
5.2.1. Balances de potencia. Año 2024	46
5.2.2. Balances de energía. Año 2024.....	47
ANEXO I. INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2025 Y 2026 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA.....	49

ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO₂ PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2025 Y 2026.....	52
ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2025 Y 2026.....	62
ANEXO IV. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS COSTES UNITARIOS PARA LA FINANCIACIÓN DEL BONO SOCIAL 2026	95

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2024, 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 2025.	8
Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2025 desagregada por subsistema y peaje de acceso	9
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 2025. Sistema Nacional..	10
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 2025.....	11
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 2025.....	12
Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2026	12
Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2025 y 2026 desagregada por subsistema y peaje de acceso.....	13
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 2025 y 2026. Sistema Nacional.....	14
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 2026	15

Cuadro 10. Previsión del número de suministros, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida para 2026.....	15
Cuadro 11. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2025	17
Cuadro 12. Ingresos totales de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2025.....	19
Cuadro 13. Ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y de las subastas por derechos de emisión previstos por la CNMC para el cierre de 2025	20
Cuadro 14. Ingresos totales registrados en 2024 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2025.....	21
Cuadro 15. Ingresos de acceso previstos para 2026 a los peajes de la Propuesta de Resolución de 2026 y a los cargos de la Orden TED/1487/2024.....	22
Cuadro 16. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2025 y 2026.....	23
Cuadro 17. Ingresos externos a peajes para el cierre de 2025 y 2026.....	24
Cuadro 18. Resultado de la liquidación definitiva de 2024.....	26
Cuadro 19. Desagregación de los desvíos registrados en la Liquidación definitiva de 2024 entre transporte, distribución y cargos	27
Cuadro 20. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2025 y los costes previstos en la Resolución de 4 de diciembre de 2024 y en la Orden TED/1487/2024.	28
Cuadro 21. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2025.....	30
Cuadro 22. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2025 y 2026.....	33
Cuadro 23. Nº de suministros, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos suministrados por COR con potencia contratada igual o inferior a 15 kW.....	35
Cuadro 24. Número de suministros, potencia contratada, energía consumida, facturación al PVPC, facturación a TUR, y Bono Social resultante de los consumidores a los que se aplica el Bono Social.	38

Cuadro 25. Facturación estimada y reparto de la financiación por segmento de actividad para el año 2026	40
Cuadro 26. Desvíos de ejercicios anteriores	40
Cuadro 27. Costes unitarios para la financiación del bono social	41
Cuadro 28. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2023	43
Cuadro 29. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2024	44

ACUERDO POR EL QUE SE REMITE A LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS DATOS PARA LA ELABORACIÓN DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y COSTES PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS QUE CUBRIRÁN PARCIALMENTE LOS COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA 2026

INF/DE/256/25

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D. Josep Maria Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

D^a. María Jesús Martín Martínez

D. Enrique Monasterio Beñaran

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Barcelona, a 20 de noviembre de 2025

1. OBJETO

El objeto del informe es dar respuesta a la solicitud de información, de 16 de octubre, de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) a efectos de elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2026.

2. PREVISIONES DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN, INGRESOS Y COSTES PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2025 Y 2026

2.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2025 y 2026

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2025 y 2026, así como otras variables de facturación relevantes, teniendo en cuenta la última información disponible.

Las previsiones se corresponden con las de la *“Propuesta de 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 2026”*, en trámite de audiencia a la fecha de elaboración del presente informe¹. En el Anexo I de la Memoria que acompaña a la propuesta de resolución se describen las hipótesis consideradas en la previsión y se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso para el cierre de 2025 y 2026, para el total nacional y desagregado por subsistema: peninsular, balear, canario, ceutí y melillense, según solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Respecto de las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso y Comunidad Autónoma para el cierre de 2025 y 2026, se indica que la CNMC no dispone de dicha información. No obstante, en la base de datos de liquidaciones se dispone de información histórica relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia. En el epígrafe 5.1 se aporta dicha información correspondiente a los ejercicios 2023 y 2024.

2.1.1. Previsión de cierre 2025

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2024, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre de 2024-septiembre 2025) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2025. Se

¹ Disponible en <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/propuesta-peajes-electricos-2026>

estima que en 2025 la demanda en b.c. nacional alcanzará 255.988 GWh, un 2,8% superior a la demanda en b.c. registrada en 2024 (248.977 GWh) y también un 1% superior a la demanda registrada en los últimos doce meses (253.382 GWh), en línea con la evolución registrada en los últimos meses.

Por subsistemas, se prevé un incremento de la demanda en todos los subsistemas. En particular, se estima que en el subsistema peninsular la demanda aumentará el 2,9%, en Baleares el 3,1%, en Canarias el 0,5%, en Ceuta el 4,4% y en Melilla el 2,6%.

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2024, 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 2025.

Sistema	2024 (1) (GWh)	Últimos doce meses (oct 2024 - sep 2025)			Previsión CNMC de cierre 2025		
		GWh	% variación respecto 2024	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 25 respecto 24	% variación respecto últimos doce meses
Peninsular	233.627	237.749	1,8%	2,0%	240.393	2,9%	1,1%
No peninsular	15.350	15.632	1,8%	2,1%	15.595	1,6%	-0,2%
Baleares	6.064	6.260	3,2%	4,0%	6.253	3,1%	-0,1%
Canarias	8.896	8.953	0,6%	0,5%	8.939	0,5%	-0,1%
Ceuta	187	199	6,6%	6,2%	195	4,4%	-2,0%
Melilla	203	221	8,7%	8,8%	208	2,6%	-5,6%
Total Nacional	248.977	253.382	1,8%	2,0%	255.988	2,8%	1,0%

(1) Boletín de indicadores del mes de septiembre de 2025.

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 2025. Se estima que la demanda aumentará en todos los grupos tarifarios y en todos los subsistemas. Los incrementos de demanda más relevantes, además de los vehículos eléctricos, se esperan para los consumidores conectados en alta tensión (peajes 6.3 TD), seguidos de los conectados en baja tensión (peajes 2.0 TD).

Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2025 (230.318 GWh) se incrementa un 2,2% respecto de la demanda registrada en 2024 (225.278 GWh).

Se indica que la diferencia entre la variación de la demanda en b.c. (2,8%) y en consumo (2,2%) se debe al incremento observado en las pérdidas (para el cierre de 2025 se han considerado unas pérdidas medias para el sistema peninsular del 11,4%, en línea con las registradas en los últimos doce meses con información disponible (julio 24-junio 25), frente al 10,7% registradas en 2024).

**Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2025
desagregada por subsistema y peaje de acceso**

Real 2024 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	98.804	4.137	4.880	113	126	108.060
2.0 TD	68.056	2.422	3.156	64	83	73.781
3.0 TD	30.693	1.714	1.722	50	42	34.221
3.0 TDVE	55	2	2	-	-	58
Alta tensión	112.174	1.483	3.437	54	70	117.219
6.1 TD	62.257	1.369	3.315	54	70	67.065
6.1 TDVE	17	0	-	-	-	18
6.2 TD	21.378	101	121	-	-	21.601
6.2 TDVE	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
6.3 TD	10.604	1	0	-	-	10.605
6.4 TD (1)	17.918	12	1	-	-	17.930
Total	210.978	5.620	8.317	167	196	225.278
	-	-	-	0	-	
Previsión de cierre 2025 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	101.744	4.241	4.906	119	130	111.140
2.0 TD	70.338	2.483	3.166	67	88	76.142
3.0 TD	31.281	1.756	1.738	51	42	34.868
3.0 TDVE	124	2	3	-	-	129
Alta tensión	114.047	1.554	3.451	57	70	119.178
6.1 TD	62.882	1.393	3.327	57	70	67.728
6.1 TDVE	60	1	0	-	-	61
6.2 TD	21.706	146	123	-	-	21.975
6.2 TDVE	1	-	-	-	-	1
6.3 TD	11.040	1	0	-	-	11.042
6.4 TD (1)	18.358	14	1	-	-	18.372
Total	215.791	5.795	8.357	175	201	230.318
% variación 2025 sobre 2024						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	3,0%	2,5%	0,5%	4,6%	3,9%	2,9%
2.0 TD	3,4%	2,5%	0,3%	5,8%	5,8%	3,2%
3.0 TD	1,9%	2,4%	0,9%	3,1%	0,1%	1,9%
3.0 TDVE	125,1%	34,9%	88,3%	-	-	121,7%
Alta tensión	1,7%	4,8%	0,4%	4,8%	0,3%	1,7%
6.1 TD	1,0%	1,8%	0,3%	4,8%	0,3%	1,0%
6.1 TDVE	243,0%	179,7%	-	-	-	242,9%
6.2 TD	1,5%	43,9%	1,5%	-	-	1,7%
6.2 TDVE	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
6.3 TD	4,1%	13,3%	6,1%	-	-	4,1%
6.4 TD (1)	2,5%	17,4%	-3,1%	-	-	2,5%
Total	2,3%	3,1%	0,5%	4,7%	2,6%	2,2%

(1) Incluye trasvase Tajo-Segura

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 2025 para el total nacional. Respecto de las potencias contratadas por periodo horario, se estiman que experimentarán aumentos en todos los periodos horarios y para todos los grupos tarifarios respecto de las registradas en 2024, con incrementos superiores para los consumidores conectados en alta tensión. Como resultado de lo anterior, se espera que la potencia facturada aumente un 1,4% respecto a la registrada en el ejercicio 2024. Asimismo, se esperan incrementos del consumo en todos los periodos horarios.

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 2025. Sistema Nacional

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2024						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2024						
			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	30.594.486	148.470	147.908	149.063	20.915	20.937	20.949	25.989	24.520	23.491	38.721	4.783	1.913	14.632	108.060
2.0 TD	29.771.487	128.007	128.003	128.214	-	-	-	-	20.299	18.848	34.634	-	-	-	73.781
3.0 TD	818.812	20.184	19.626	20.569	20.636	20.658	20.670	25.708	4.214	4.634	4.079	4.774	1.909	14.610	34.221
3.0 TDVE	4.188	280	280	280	279	279	279	280	7	8	8	9	3	22	58
Alta tensión	121.573	29.812	29.190	30.121	31.116	31.367	31.484	42.403	11.371	13.815	12.533	15.253	6.681	57.565	117.219
6.1 TD	115.519	18.712	18.365	18.906	19.289	19.462	19.539	27.387	7.052	8.320	7.549	9.031	3.842	31.271	67.065
6.1 TDVE	107	54	56	52	52	52	52	70	2	2	3	3	1	7	18
6.2 TD	3.972	4.803	4.704	4.876	5.006	5.053	5.078	6.386	2.038	2.560	2.252	2.783	1.259	10.709	21.601
6.2 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	678	2.108	2.060	2.115	2.231	2.241	2.246	2.750	874	1.114	1.016	1.294	596	5.711	10.605
6.4 TD	1.297	4.134	4.005	4.173	4.538	4.560	4.570	5.809	1.404	1.818	1.714	2.143	984	9.867	17.930
Total	30.716.060	178.282	177.088	179.184	52.031	52.304	52.434	68.392	35.891	37.305	51.255	20.036	8.594	72.198	225.279

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión cierre 2025						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión cierre 2025						
			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	30.780.639	149.931	149.362	150.526	21.284	21.306	21.318	26.411	25.242	24.183	39.942	4.886	1.955	14.932	111.140
2.0 TD	29.950.431	129.114	129.110	129.323	-	-	-	-	20.937	19.445	35.761	-	-	-	76.142
3.0 TD	824.182	20.397	19.832	20.783	20.864	20.886	20.898	25.988	4.289	4.720	4.163	4.866	1.947	14.883	34.868
3.0 TDVE	6.026	420	420	420	420	420	420	423	16	18	18	20	8	49	129
Alta tensión	122.887	30.819	30.191	31.149	32.079	32.338	32.456	43.559	11.538	14.028	12.741	15.510	6.796	58.566	119.178
6.1 TD	116.474	19.045	18.689	19.240	19.466	19.823	19.901	27.852	7.112	8.397	7.619	9.116	3.881	31.603	67.728
6.1 TDVE	191	113	113	113	113	113	113	153	7	8	9	9	3	25	61
6.2 TD	4.067	4.974	4.875	5.044	5.175	5.223	5.249	6.575	2.078	2.604	2.285	2.829	1.280	10.899	21.975
6.2 TDVE	5	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	1
6.3 TD	721	2.249	2.202	2.260	2.363	2.374	2.379	2.893	904	1.158	1.061	1.349	621	5.949	11.042
6.4 TD	1.430	4.435	4.311	4.490	4.780	4.803	4.813	6.084	1.437	1.861	1.766	2.207	1.011	10.090	18.372
Total	30.903.526	180.750	179.553	181.675	53.363	53.643	53.774	69.970	36.780	38.211	52.683	20.396	8.751	73.498	230.318

% variación 2025 sobre 2024															
Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida 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	0,6%	1,0%	1,0%	1,0%	1,8%	1,8%	1,8%	1,6%	2,9%	2,9%	3,2%	2,2%	2,2%	2,0%	2,9%
2.0 TD	0,6%	0,9%	0,9%	0,9%	-	-	-	-	3,1%	3,2%	3,3%	-	-	-	3,2%
3.0 TD	0,7%	1,1%	1,0%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,8%	1,9%	2,0%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%
3.0 TDVE	43,9%	50,1%	50,0%	50,0%	50,3%	50,3%	50,3%	50,9%	121,5%	121,9%	124,1%	125,3%	124,6%	119,0%	121,7%
Alta tensión	1,1%	3,4%	3,4%	3,4%	3,1%	3,1%	3,1%	2,7%	1,5%	1,5%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
6.1 TD	0,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%	1,7%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	1,0%	1,1%	1,0%
6.1 TDVE	78,1%	108,7%	101,9%	116,3%	118,2%	118,2%	118,1%	119,2%	238,9%	244,3%	240,6%	245,5%	253,1%	242,2%	242,9%
6.2 TD	2,4%	3,6%	3,7%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,0%	2,0%	1,7%	1,5%	1,6%	1,7%	1,8%	1,7%
6.2 TDVE	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
6.3 TD	6,3%	6,7%	6,9%	6,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,2%	3,4%	3,9%	4,5%	4,3%	4,2%	4,2%	4,1%
6.4 TD	10,2%	7,3%	7,6%	7,6%	5,3%	5,3%	5,3%	4,7%	2,3%	2,4%	3,0%	3,0%	2,8%	2,3%	2,5%
Total	0,6%	1,4%	1,4%	1,4%	2,6%	2,6%	2,6%	2,3%	2,5%	2,4%	2,8%	1,8%	1,8%	1,8%	2,2%

Fuente: CNMC y SINCRO

En el Cuadro 4 se presenta la previsión para el cierre de 2025 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 2025

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (MWh). Año 2025						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	49.316	16.350	15.552	20.579	7.594	3.111	12.358	75.544
2.0 TDA	45.203	11.130	9.964	14.741	-	-	-	35.836
3.0 TDA	4.113	5.220	5.588	5.838	7.594	3.111	12.358	39.708
Alta tensión	95	34.063	39.832	32.655	33.479	12.395	172.952	325.375
6.1 TDA	90	2.067	2.448	2.114	2.742	1.227	6.831	17.429
6.2 TDA	3	25.729	30.378	25.821	27.475	10.590	144.432	264.426
6.3 TDA	2	6.266	7.005	4.721	3.261	577	21.689	43.520
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	49.411	50.413	55.384	53.234	41.072	15.505	185.311	400.919

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 5 se muestran las previsiones para el cierre del ejercicio 2025 de los puntos de suministro acogidos a autoconsumo. Estas previsiones se han elaborado teniendo en cuenta tanto las previsiones proporcionadas por las empresas como la información proporcionada por el operador del sistema y DATADIS, contrastada con la última información disponible en la base de datos SINCRO. 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 2025

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 vertida (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total
Baja tensión	781.215	5.753.803	5.553.745	5.510.545	2.976.488	4.540.543	45,2%
2.0 TD	729.469	4.026.837	4.200.452	2.779.578	2.490.993	3.284.679	54,2%
3.0 TD	51.746	1.726.965	1.353.293	2.730.966	485.494	1.255.864	31,5%
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	9.485	3.392.732	4.083.460	12.837.807	4.415.617	3.441.564	21,1%
6.1 TD	8.968	2.050.940	1.760.785	6.925.585	1.275.502	1.267.971	15,5%
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	470	628.087	1.173.585	2.401.299	1.748.968	1.525.043	38,8%
6.2 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	35	505.684	572.292	2.647.556	862.963	448.738	14,5%
6.4 TD	12	208.021	576.799	863.366	528.184	199.813	18,8%
Total	790.700	9.146.535	9.637.205	18.348.352	7.392.105	7.982.107	30,3%

Fuente: CNMC

2.1.2. Previsión 2026

En el Cuadro 6 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2026 desagregada por subsistema. Se estima que en el ejercicio 2026 la demanda en b.c. del sistema nacional alcance los 261.836 GWh, un 2,3% superior a la demanda en b.c. prevista para el cierre del ejercicio 2025, con aumentos en todos los subsistemas.

Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2026

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2025		Previsión CNMC 2026	
	GWh	% variación 25 respecto 24	GWh	% variación 26 respecto 25
Peninsular	240.393	2,9%	245.747	2,2%
No peninsular	15.595	1,6%	16.090	3,2%
Baleares	6.253	3,1%	6.380	2,0%
Canarias	8.939	0,5%	9.303	4,1%
Ceuta	195	4,4%	198	1,8%
Melilla	208	2,6%	209	0,2%
Total Nacional	255.988	2,8%	261.836	2,3%

Fuente: CNMC

En coherencia con la demanda en b.c. prevista para 2026, la demanda en consumo aumenta en todos los subsistemas, con incrementos superiores a la

media de la demanda de los consumidores conectados en alta tensión, así como la demanda asociada a la recarga de vehículos eléctricos. En el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la previsión para 2026 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 2026 para el sistema nacional.

Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2025 y 2026 desagregada por subsistema y peaje de acceso

Previsión de cierre 2025 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	101.744	4.241	4.906	119	130	111.140
2.0 TD	70.338	2.483	3.166	67	88	76.142
3.0 TD	31.281	1.756	1.738	51	42	34.868
3.0 TDVE	124	2	3	-	-	129
Alta tensión	114.047	1.554	3.451	57	70	119.178
6.1 TD	62.882	1.393	3.327	57	70	67.728
6.1 TDVE	60	1	0	-	-	61
6.2 TD	21.706	146	123	-	-	21.975
6.2 TDVE	1	-	-	-	-	1
6.3 TD	11.040	1	0	-	-	11.042
6.4 TD (1)	18.358	14	1	-	-	18.372
Total	215.791	5.795	8.357	175	201	230.318
-						
Previsión 2026 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	103.970	4.323	5.069	120	131	113.614
2.0 TD	71.842	2.548	3.274	68	89	77.821
3.0 TD	31.884	1.772	1.790	52	42	35.540
3.0 TDVE	244	3	5	0	-	252
Alta tensión	116.626	1.590	3.627	58	70	121.972
6.1 TD	63.867	1.413	3.490	58	70	68.899
6.1 TDVE	152	2	1	-	-	155
6.2 TD	22.257	160	135	-	-	22.552
6.2 TDVE	8	-	-	-	-	8
6.3 TD	11.382	1	0	-	-	11.383
6.4 TD (1)	18.960	14	1	-	-	18.975
Total	220.596	5.913	8.697	178	201	235.586
%						
% variación 2026 sobre 2025						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	2,2%	1,9%	3,3%	1,2%	0,2%	2,2%
2.0 TD	2,1%	2,6%	3,4%	1,0%	0,6%	2,2%
3.0 TD	1,9%	0,9%	3,0%	1,6%	-0,6%	1,9%
3.0 TDVE	96,7%	49,6%	75,7%	-	-	95,5%
Alta tensión	2,3%	2,3%	5,1%	2,9%	0,3%	2,3%
6.1 TD	1,6%	1,4%	4,9%	2,9%	0,3%	1,7%
6.1 TDVE	153,6%	293,8%	1059,7%	-	-	156,5%
6.2 TD	2,5%	9,5%	9,9%	-	-	2,6%
6.2 TDVE	750,2%	-	-	-	-	750,2%
6.3 TD	3,1%	2,1%	1,7%	-	-	3,1%
6.4 TD (1)	3,3%	1,0%	1,9%	-	-	3,3%
Total	2,2%	2,0%	4,1%	1,8%	0,2%	2,3%

(1) Incluye trasvase Tajo-Segura

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 2025 y 2026. Sistema Nacional

Peajes	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión cierre 2025						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión cierre 2025						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja Tensión	30.780.639	149.931	149.362	150.526	21.284	21.306	21.318	26.411	25.242	24.183	39.942	4.886	1.955	14.932	111.140
2.0 TD	29.950.431	129.114	129.110	129.323	-	-	-	-	20.937	19.445	35.761	-	-	-	76.142
3.0 TD	824.182	20.397	19.832	20.783	20.864	20.886	20.898	25.988	4.289	4.720	4.163	4.866	1.947	14.883	34.868
3.0 TDVE	6.026	420	420	420	420	420	420	423	16	18	18	20	8	49	129
Alta tensión	122.887	30.819	30.191	31.149	32.079	32.338	32.456	43.559	11.538	14.028	12.741	15.510	6.796	58.566	119.178
6.1 TD	116.474	19.045	18.689	19.240	19.646	19.823	19.901	27.852	7.112	8.397	7.619	9.116	3.881	31.603	67.728
6.1 TDVE	191	113	113	113	113	113	113	153	7	8	9	9	3	25	61
6.2 TD	4.067	4.974	4.875	5.044	5.175	5.223	5.249	6.575	2.078	2.604	2.285	2.829	1.280	10.899	21.975
6.2 TDVE	5	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	1
6.3 TD	721	2.249	2.202	2.260	2.363	2.374	2.379	2.893	904	1.158	1.061	1.349	621	5.949	11.042
6.4 TD	1.430	4.435	4.311	4.490	4.780	4.803	4.813	6.084	1.437	1.861	1.766	2.207	1.011	10.090	18.372
Total	30.903.526	180.750	179.553	181.675	53.363	53.643	53.774	69.970	36.780	38.211	52.683	20.396	8.751	73.498	230.318

Peajes	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2026						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2026						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja Tensión	30.987.227	152.734	152.156	153.344	21.837	21.860	21.872	27.066	25.804	24.720	40.826	5.000	2.000	15.264	113.614
2.0 TD	30.149.619	131.356	131.352	131.569	-	-	-	-	21.400	19.873	36.547	-	-	-	77.821
3.0 TD	829.785	20.804	20.231	21.202	21.264	21.287	21.299	26.489	4.372	4.811	4.243	4.960	1.985	15.169	35.540
3.0 TDVE	7.824	573	573	573	573	573	573	577	32	35	35	40	15	96	252
Alta tensión	124.017	31.925	31.278	32.267	33.224	33.490	33.612	45.082	11.810	14.356	13.038	15.869	6.953	59.947	121.972
6.1 TD	117.373	19.663	19.295	19.864	20.284	20.466	20.547	28.752	7.234	8.541	7.751	9.272	3.947	32.154	68.899
6.1 TDVE	277	244	244	244	244	244	244	303	17	20	21	23	8	66	155
6.2 TD	4.121	5.095	4.994	5.167	5.301	5.349	5.376	6.729	2.134	2.674	2.346	2.904	1.314	11.181	22.552
6.2 TDVE	17	12	12	12	12	12	12	22	1	1	1	1	0	4	8
6.3 TD	740	2.369	2.319	2.380	2.487	2.498	2.504	3.050	939	1.197	1.093	1.388	638	6.128	11.383
6.4 TD	1.489	4.542	4.414	4.598	4.895	4.920	4.929	6.226	1.485	1.924	1.825	2.280	1.045	10.415	18.975
Total	31.111.244	184.659	183.434	185.611	55.062	55.350	55.484	72.148	37.614	39.076	53.863	20.868	8.953	75.212	235.586

% variación 2026 sobre 2025															
Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja Tensión	0,7%	1,9%	1,9%	1,9%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,2%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%
2.0 TD	0,7%	1,7%	1,7%	1,7%	-	-	-	-	2,2%	2,2%	2,2%	-	-	-	2,2%
3.0 TD	0,7%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
3.0 TDVE	29,8%	36,5%	36,5%	36,5%	36,5%	36,5%	36,5%	36,4%	96,5%	95,9%	95,0%	95,8%	96,1%	94,9%	95,5%
Alta tensión	0,9%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,4%	2,3%
6.1 TD	0,8%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
6.1 TDVE	45,3%	116,8%	116,9%	116,8%	116,7%	116,7%	116,7%	97,8%	153,5%	155,2%	145,0%	149,8%	158,1%	164,1%	156,5%
6.2 TD	1,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%
6.2 TDVE	256,2%	613,3%	612,4%	612,4%	612,4%	612,4%	612,4%	1144,8%	723,8%	832,1%	552,7%	764,8%	1433,7%	766,8%	750,2%
6.3 TD	2,6%	5,3%	5,3%	5,3%	5,2%	5,2%	5,2%	5,5%	3,9%	3,4%	3,0%	2,9%	2,8%	3,0%	3,1%
6.4 TD	4,1%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	3,3%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,3%
Total	0,7%	2,2%	2,2%	2,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	2,3%	2,3%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%

(1) Incluye trasvase Tajo-Segura

Fuente: CNMC

En el Cuadro 9 se presenta la previsión para 2026 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Análogamente a la previsión de cierre, la previsión de estas instalaciones para el ejercicio 2026 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 2026

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (MWh). Año 2026						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	93.770	25.184	24.438	30.740	12.265	5.030	17.967	115.624
2.0 TDA	87.061	17.352	15.844	21.366	-	-	-	54.562
3.0 TDA	6.709	7.831	8.594	9.375	12.265	5.030	17.967	61.062
Alta tensión	137	34.264	40.054	32.853	33.740	12.503	173.524	326.937
6.1 TDA	132	2.268	2.671	2.311	3.003	1.336	7.402	18.991
6.2 TDA	3	25.729	30.378	25.821	27.475	10.590	144.432	264.426
6.3 TDA	2	6.266	7.005	4.721	3.261	577	21.689	43.520
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	93.907	59.447	64.493	63.593	46.005	17.533	191.491	442.561

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 10 se muestran las previsiones para el ejercicio 2026 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 2026

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 vertida (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total
Baja tensión	974.635	7.254.878	6.992.285	7.236.684	3.784.163	5.765.669	44,3%
2.0 TD	907.289	4.988.422	5.168.975	3.557.400	3.123.847	4.074.857	53,4%
3.0 TD	67.346	2.266.456	1.823.310	3.679.284	660.315	1.690.812	31,5%
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	11.058	3.747.621	4.581.358	13.880.991	4.675.949	3.760.064	21,3%
6.1 TD	10.401	2.310.387	2.108.808	7.911.637	1.428.282	1.467.229	15,6%
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	609	721.980	1.276.242	2.547.853	1.856.520	1.647.129	39,3%
6.2 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	37	507.234	619.510	2.558.135	862.963	445.893	14,8%
6.4 TD	12	208.021	576.799	863.366	528.184	199.813	18,8%
Total	985.693	11.002.499	11.573.644	21.117.675	8.460.112	9.525.733	31,1%

Fuente: CNMC

2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2025 y 2026

A continuación, se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2025 y 2026 para el total nacional. En concreto para el cierre del año 2025 se ha conformado mediante la agregación de las siguientes partidas:

1. Los ingresos que resultan de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de la Resolución de 4 de diciembre de 2024² de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las variables de facturación previstas para el cierre de 2025.
2. Los ingresos que resultan de la aplicación de los cargos de la Orden TED/1487/2024³ a las variables de facturación previstas para el cierre de 2025.

Se indica que en la estimación de los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2025 se ha tenido en cuenta el impacto del descuento para los consumidores electrointensivos establecido por el Real Decreto-ley 7/2025.

Por otra parte, se han estimado los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 para el cierre del ejercicio 2025 y 2026.

En el Anexo I del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2025 y 2026 desagregados por subsistema, de acuerdo con la solicitud realizada por la Dirección General de Política Energética y Minas, para cada uno de los escenarios de previsión considerados. En el Anexo II se detalla la estimación de los ingresos procedentes de los tributos incluidos en la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

² Resolución de 4 de diciembre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2025 (<https://www.boe.es/boe/dias/2024/12/16/pdfs/BOE-A-2024-26218.pdf>).

³ Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2025 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 (<https://www.boe.es/boe/dias/2024/12/28/pdfs/BOE-A-2024-27289.pdf>).

2.2.1. Previsión de cierre 2025

La facturación que resulta de aplicar los peajes de transporte y distribución de la Resolución de 4 de diciembre de 2024 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2025 asciende a 6.406 M€. La facturación que resulta de aplicar los cargos de la Orden TED/1487/2024 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2025 asciende a 3.585 M€. La previsión de ingresos por la aplicación de peajes y cargos para el cierre del año 2025 asciende a un total de 9.992 M€ (véase Cuadro 11).

Cuadro 11. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2025

Peaje T&D	Consumo (GWh)	Facturación peajes de T&D (RSL 4/12/2024)	Facturación cargos (Orden TED/1487/2024)	Facturación TOTAL Peajes T&D + Cargos (miles €)
Baja Tensión	111.140	4.852.327	2.769.244	7.621.571
2.0 TD	76.142	4.062.620	2.097.535	6.160.155
3.0 TD	34.868	783.472	668.539	1.452.011
3.0 TDVE	129	6.235	3.170	9.405
Alta Tensión	119.178	1.553.775	816.193	2.369.968
6.1 TD	67.728	1.199.106	654.640	1.853.746
6.1 TDVE	61	3.224	1.128	4.352
6.2 TD	21.975	207.438	96.763	304.201
6.2 TDVE	1	34	23	57
6.3 TD	11.042	68.017	35.894	103.911
6.4 TD	18.372	75.955	27.746	103.702
Total	230.318	6.406.102	3.585.437	9.991.539

Fuente: CNMC, Resolución de 4 de diciembre de 2024 y Orden TED/1487/2024

Esta previsión no incluye el descuento del 80% de los peajes de acceso de transporte y distribución a los consumidores electrointensivos. En este sentido indicar que el Real Decreto-ley 9/2024, de 23 de diciembre de 2024, que introducía en su artículo 4 la prórroga del mecanismo de apoyo para garantizar la competitividad de la industria electrointensiva hasta 31 de diciembre de 2025 decayó el 22 de enero de 2025 al no convalidarse el mismo en el Parlamento. Con posterioridad el Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, introdujo de nuevo en su artículo 22 la reactivación del mecanismo de apoyo para garantizar la competitividad de la industria electrointensiva, con efectos desde el 23 de enero de 2025 y hasta 31 de diciembre de 2025. Este nuevo Real Decreto-ley también decayó por su no convalidación en el Parlamento. Como consecuencia de todo

lo anterior y según interpretación⁴ del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico el descuento para aquellos consumidores a los que resulte de aplicación estará vigente entre 1 de enero y 23 de julio de 2025. Conforme al artículo 22.7 del citado Real Decreto-ley 7/2025, el impacto del descuento debe ser financiado mediante un crédito extraordinario. En tanto no se recibe dicho crédito extraordinario la correspondiente reducción de ingresos tendrá un impacto en los ingresos de los peajes de transporte y distribución estimado en 125,2 M€, teniendo en cuenta la información individualizada de clientes disponible en la base de datos de liquidaciones a la fecha de elaborar este informe.

Asimismo, la previsión de ingresos tampoco incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva⁵ (90,7 M€), los ingresos por excesos de potencia⁶ (358,5 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 32,4 M€, véase punto 3.3 del presente informe), los ingresos por fraude⁷ (9,8 M€), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios⁸ (10,2 M€), el impacto de las compensaciones inter-TSO⁹ (-1,1 M€) y las rentas de gestión de congestión con Portugal¹⁰ (16,4 M€). Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio

⁴ Disponible en <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/preguntas-frecuentes-sobre-el-descuento-a-electrointensivos-tras-la-derogacion-del-rdl-7-2025.html>

⁵ La facturación por energía reactiva se corresponde con la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (agosto 2024-julio 2025).

⁶ La facturación por excesos de potencia se corresponde con la facturación por excesos de potencia registrada en los últimos doce meses (agosto 2024- julio 2025).

⁷ Como mejor previsión de los ingresos por fraude se han tomado los ingresos registrados por este concepto en los últimos doce meses (julio 2024-junio 2025).

⁸ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-julio de 2025, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo agosto-diciembre de 2025 que resulta de aplicar los precios Resolución de 4 de diciembre 2024 a la previsión de energía para este periodo del OS, suponiendo la misma estructura de potencias contratadas y energía consumida por periodo que la registrada en el mismo periodo de 2024.

⁹ Como mejor previsión de los ingresos o costes derivados de las compensaciones inter-TSO se han tomado los ingresos registrados en el año 2024.

¹⁰ Las rentas de gestión de restricciones en conexiones internacionales para el cierre del ejercicio 2025 se corresponden con los ingresos registrados en los últimos doce meses (julio 2024-junio 2025).

2025, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 10.383,8 M€ (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Ingresos totales de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2025

	Previsión de ingresos por peajes de acceso (miles €)
<i>Ingresos por peajes y cargos de consumidores</i>	10.315.569
Facturación de peajes T&D	6.406.102
Facturación cargos	3.585.437
Descuento electrointensivos	- 125.206
Facturación energía reactiva	90.738
Facturación excesos de potencia	358.497
<i>Ingresos de conexiones internacionales</i>	25.522
Ingresos por peajes interconexiones	10.197
Ingresos y pagos ITC	- 1.063
Rentas de congestión con Portugal	16.388
<i>Ingresos de pagos por autoconsumo a través de red</i>	484
<i>Ingresos de clientes en régimen transitorio</i>	32.390
<i>Ingresos por fraude</i>	9.807
Facturación peajes T&D	4.465
Facturación cargos	5.343
Total ingresos de acceso	10.383.772

Fuente: CNMC, Resolución de 4 de diciembre de 2024 y Orden TED/1487/2024

Por otra parte, se estiman en 3.763 M€ los ingresos procedentes de la aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, 2.663 M€ se corresponden con la recaudación derivada de los tributos y cánones y 1.100 M€ se corresponden con los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. (véase Cuadro 13).

Cuadro 13. Ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y de las subastas por derechos de emisión previstos por la CNMC para el cierre de 2025

	Previsión CNMC 2025
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.662.544
Recaudación Impuesto sobre la producción	2.014.267
Impuesto nuclear	262.265
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado	7.635
Recaudación canon hidráulico	220.629
Impuestos especiales hidrocarburos	146.784
Impuesto carbón	10.964
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO₂	1.100.000
TOTAL	3.762.544

Fuente: CNMC

No obstante lo anterior, se indica que, que al prorrogarse los Presupuestos Generales del Estado el límite presupuestario de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 establecido en la disposición adicional centésima primera de la Ley 31/2022, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2023 asciende a 2.862 M€, de los cuales 1.762 se corresponden a ingresos de la Ley 15/2012 y 1.100 a ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, en el Cuadro 14 se presentan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema registrados en 2024 y los previstos para el cierre del ejercicio 2025. Los ingresos por peajes de transporte y distribución y cargos se incrementan un 9,2% respecto de los registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2024, motivado, fundamentalmente, por el incremento del 36,0% de los ingresos por facturación de cargos (consecuencia del incremento del 36,2% de los términos de potencia y energía introducidos por la Orden TED/1487/2024) y por el aumento del 19,2% de los ingresos del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, parcialmente compensado por los menores ingresos asociados a la facturación de peajes asociados a peajes de transporte y distribución (consecuencia de la reducción,

en términos medios del, 4% de los peajes introducida por la Resolución de 4 de diciembre), destacando especialmente la reducción de la facturación en concepto de excesos de potencia (-15,9%) y de los ingresos por fraude (-10,5%).

Por su parte, los ingresos externos aumentan un 14,7% respecto a los registrados en 2024, debido a la recuperación del impuesto sobre la producción de energía eléctrica para el año completo, compensado parcialmente por la reducción en los ingresos por subastas de CO₂, sin considerar los límites presupuestarios.

Como resultado de lo anterior, los ingresos regulados previstos para el cierre del ejercicio 2025 superan en 1.356 M€ a los registrados en el ejercicio 2024.

Cuadro 14. Ingresos totales registrados en 2024 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2025

Ingresos de regulados (miles €)	Real 2024 (A)	Previsión cierre 2025 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes T&D y Cargos (A)	9.509.991	10.383.772	873.781	9,2%
Ingresos asociados a peajes T&D	6.846.259	6.760.603	- 85.656	-1,3%
Facturación potencia y energía	6.515.939	6.406.587	- 109.353	-1,7%
Descuento peajes electrointensivos	- 218.986	- 125.206	93.780	-42,8%
Facturación excesos de potencia	426.370	358.497	- 67.873	-15,9%
Facturación energía reactiva	91.260	90.738	- 522	-0,6%
Ingresos conexiones internacionales	26.689	25.522	- 1.167	-4,4%
Ingresos por fraude	4.987	4.465	- 523	-10,5%
Ingresos asociados a cargos	2.663.732	3.623.169	959.437	36,0%
Facturación potencia y energía	2.631.515	3.585.437	953.921	36,2%
Ingresos por fraude	5.048	5.343	295	5,8%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	27.169	32.390	5.221	19,2%
Ingresos externos a peajes (B)	3.280.772	3.762.544	481.772	14,7%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.073.353	2.662.544	589.191	28,4%
Ingresos subastas CO ₂	1.207.419	1.100.000	- 107.419	-8,9%
Total ingresos regulados (A) + (B)	12.790.763	14.146.316	1.355.553	10,6%

Fuentes: CNMC, Orden TED/1487/2024 y Resolución de 4 de diciembre de 2024

2.2.2. Previsión 2026

A la fecha de elaboración del presente informe se encuentra en trámite de audiencia la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación en 2026 (en adelante, propuesta de resolución) y no se dispone de la Orden por la que se establecen los precios de los cargos para el sistema eléctrico y los pagos por capacidad de aplicación en el año 2026. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 15 se muestra los

ingresos previstos para el ejercicio 2026 que resultan de añadir a los ingresos por facturación de peajes de transporte y distribución de la propuesta de Resolución 2026, los ingresos por facturación de cargos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2026 los precios establecidos en la Orden TED/1487/2024.

Cuadro 15. Ingresos de acceso previstos para 2026 a los peajes de la Propuesta de Resolución de 2026 y a los cargos de la Orden TED/1487/2024

Grupo tarifario	Previsión 2026			
	Consumo (GWh)	Ingresos peajes T&D a precios propuesta de Resolución 2026 (miles €)	Ingresos por cargos a precios de la Orden TED/1487/2024 (miles €)	Ingresos por peajes T&D y cargos (miles €)
		(A)	(B)	(C) = (A) + (B)
Baja Tensión	113.614	4.976.896	2.829.068	7.805.964
2.0 TD	77.821	4.162.880	2.141.303	6.304.184
3.0 TD	35.540	803.451	681.555	1.485.006
3.0 TDVE	252	10.565	6.209	16.774
Alta Tensión	121.972	1.619.740	838.348	2.458.087
6.1 TD	68.899	1.247.616	670.153	1.917.769
6.1 TDVE	155	7.837	2.857	10.694
6.2 TD	22.552	215.380	99.236	314.616
6.2 TDVE	8	273	177	450
6.3 TD	11.383	68.503	37.396	105.898
6.4 TD	18.975	80.131	28.529	108.660
Total	235.586	6.596.635	3.667.416	10.264.051

Fuente: CNMC, Propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes para 2026 y Orden TED/1487/2024

Dichas previsiones no incluyen los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva (89,3 M€), los ingresos por excesos de potencia (286,8 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 3.3 del presente informe) (32,4 M€), los ingresos por fraude (9,8 M€, de los cuales 4,5 M€ corresponden a peajes de redes y 5,3 M€ a cargos), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (10 M€), el impacto de las compensaciones inter-TSO (-1,1 M€) ni las rentas de

gestión de congestión de la interconexión con Portugal (16,4 M€)¹¹. Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2026, resultado de considerar los conceptos anteriores y sin tener en cuenta el descuento a los consumidores electrointensivos, ascienden a 10.708 M€, superiores en 117 M€ (+1,9%) a los previstos para el cierre de 2025 (10.509 M€) (véase Cuadro 16).

Cuadro 16. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2025 y 2026

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2025 (A)	Previsión 2026 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes T&D	6.885.809	7.003.040	117.231	1,7%
Facturación potencia y energía	6.406.587	6.597.116	190.530	3,0%
Facturación energía reactiva	90.738	89.340	- 1.398	-1,5%
Facturación excesos de potencia	358.497	286.798	- 71.699	-20,0%
Ingresos por fraude	4.465	4.465	-	0,0%
Ingresos de conexiones internacionales	25.522	25.321	- 201	-0,8%
Ingresos por peajes interconexiones	10.197	9.996	- 201	-2,0%
Ingresos y pagos ITC	- 1.063	- 1.063	-	
Rentas de congestión con Portugal	16.388	16.388		0,0%
Ingresos por cargos	3.623.169	3.705.148	81.979	2,3%
Facturación potencia y energía	3.585.437	3.667.416	81.979	2,3%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	32.390	32.390	-	0,0%
Ingresos por fraude	5.343	5.343	-	0,0%
Total ingresos de peajes y cargos	10.508.978	10.708.188	117.030	1,9%

Fuente: CNMC, Resolución de 4 de diciembre de 2024, Orden TED/1487/2024 y Propuesta de Resolución Peajes 2026.

Finalmente, se estiman en 3.707 M€ los ingresos externos a los peajes (para mayor detalle véase Anexo II), 2.607 M€ de ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y 1.100 M€ de ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión CO₂, bajo el supuesto que se mantuviera en el ejercicio 2026 el límite establecido en la Ley de PGE del ejercicio 2023 para

¹¹ Las facturaciones por energía reactiva, el impacto de las compensaciones inter-TSO, los ingresos procedentes de las rentas de gestión de congestión en la interconexión con Portugal, los ingresos por fraude y los ingresos de clientes en régimen transitorio previstos para 2026 son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre previsto de 2025. Se estima que los ingresos por exceso de potencia se reducirán un 20% respecto de los previstos para el cierre de 2025, como consecuencia de la progresiva adaptación de las potencias contratadas a la nueva estructura de peajes.

los ingresos procedentes de las subastas derechos de emisión de CO₂ (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Ingresos externos a peajes para el cierre de 2025 y 2026.

	Previsión cierre 2025 (A)	Previsión inicial 2026 (B)	Diferencia (B) - (A)
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.662.544	2.607.118	- 55.426
Recaudación Impuesto sobre la producción	2.014.267	1.994.696	- 19.571
Impuesto nuclear	262.265	262.265	-
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado	7.635	7.635	-
Recaudación canon hidráulico	220.629	190.495	- 30.134
Impuestos especiales hidrocarburos	146.784	150.788	4.004
Impuesto carbón	10.964	1.239	- 9.725
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO₂	1.100.000	1.100.000	-
TOTAL	3.762.544	3.707.118	- 55.426

Fuente: CNMC

2.3. Previsión de los costes regulados para el cierre de 2025 y 2026

A continuación, se presenta la mejor estimación de costes para el cierre del ejercicio 2025 y 2026. En el Anexo III del presente informe se describen detalladamente las hipótesis que sirven de base para la previsión de cada uno de los conceptos de coste.

2.3.1. Previsión de liquidación definitiva 2024

En el Cuadro 18 se muestra la mejor previsión de la Liquidación definitiva del ejercicio 2024, actualmente en fase de tramitación, tomando como punto de partida el resultado de la Liquidación 14/2024¹².

En la liquidación definitiva de 2024 se han incluido los siguientes conceptos respecto de los incluidos en la Liquidación provisional 14/2024:

- Se han incluido ingresos del Tesoro por importe de 234.756.081,58 euros correspondientes al canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica del año 2024.
- Se ha incluido como ingreso liquidable del sistema 72.309.934,63 euros en concepto de intereses bancarios.
- La retribución específica de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos¹³ se ha incrementado en 68.888.235,48 euros por el impacto estimado sobre la liquidación 14 del Real Decreto 917/2025, de 15 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 413/2014.
- De acuerdo con lo establecido en el artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones') del Real Decreto 738/2015, de 31 de agosto, el coste de la compensación no peninsular de las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo adicional (Categoría A) con cargo a sector eléctrico asciende a 893.875.352,23 euros en la liquidación Definitiva de 2024, lo que supone una disminución del coste de 4.111.257,79 euros con respecto a la última liquidación provisional n.º 14 de 2024. Esta variación se debe ajustes de medidas, costes de generación y pagos percibidos del Operador del Sistema (OS), recogidos en los recálculos C5 de los meses de mayo a octubre de 2024 publicados por el OS con posterioridad a la fecha de aprobación de la citada liquidación provisional n.º 14.

¹² Disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5964930.pdf>.

¹³ En la fase final de preparación del trámite de audiencia de la Liquidación Definitiva del ejercicio 2024 se ha tenido conocimiento de la aprobación del Real Decreto 917/2025, de 15 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 413/2014, por lo que este trámite ha de entenderse sin perjuicio de las actuaciones que corresponda adoptar a esta Comisión en el ámbito de sus competencias como órgano encargado de la liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico y, entre ellas, del régimen retributivo específico.

En consecuencia, se estima que en la liquidación definitiva del ejercicio 2024 se registrará un superávit pendiente de aplicación de 870,5 M€ (véase Cuadro 18).

Cuadro 18. Resultado de la liquidación definitiva de 2024

Resultado Liquidación 14/2024 (miles €) (A)	619.753
Ajustes costes (-)/ ingresos (+) del ejercicio (miles €) (B)	16.000
Ingresos de acceso	7
Retribución RECORE	- 68.888
Peninsular	- 68.049
No peninsular	- 839
Retribución adicional SNP	4.111
Ingresos por intereses	72.310
Otros costes e ingresos del ejercicio	8.461
Ingresos Ley 15/2012 (miles €) (C)	234.756
Desajuste liquidación definitiva 2024 (A) + (B) + (C)	870.510

Fuente: CNMC

En el Cuadro 19 se desagrega el desvío de la liquidación definitiva del 2024 entre peajes de transporte, distribución y cargos. El resultado de la liquidación definitiva de 2024 registra un desajuste positivo de 870,5 M€. Este desvío incorpora, además del desvío del propio ejercicio (-1.414,1 M€), desvíos de ejercicios anteriores no incorporados en liquidaciones anteriores (86,6 M€), el desvío registrado en cargos en la liquidación definitiva de 2023 (1.898, 1 M€) y la aplicación del crédito extraordinario prevista en la Disposición Final 3ª del Real Decreto-ley 4/2024 (300 M€). Este desajuste se corresponde con un desajuste positivo de peajes de 161 M€ (con un déficit de ingresos para el transporte de 178,4 M€ y un superávit para la distribución de 339,6 M€) y un desajuste positivo de cargos de 709 M€.

Cuadro 19. Desagregación de los desvíos registrados en la Liquidación definitiva de 2024 entre transporte, distribución y cargos

	Liquidación definitiva 2024			
	Transporte	Distribución	Cargos	Total
Desvíos del ejercicio 2024	- 313.885	518.194	- 1.618.446	- 1.414.137
Desvíos de ejercicios anteriores	135.494	- 178.640	129.724	86.578
Superávit Liquidación definitiva 2023	-		1.898.068	1.898.068
Aplicación superávit de liquidaciones (art. 39.1 RDL 8/2023)			453.836	
Aplicación superávit de liquidaciones (art. 39.3 RDL 8/2023)			420.013	
Aplicación superávit de liquidaciones (DA 1ª RDL 4/2024)			1.024.219	1.024.219
Aplicación crédito extraordinario (DF 3ª RDL 4/2024)			300.000	300.000
Resultado Liquidación definitiva 2024 (A)	- 178.390	339.554	709.346	870.509
% sobre total	-20,5%	39,0%	81,5%	100,0%

Fuente: CNMC, Liquidación 14/2024, Propuesta liquidación definitiva 2024 y Real Decreto 917/2025, de 15 de octubre

2.3.2. Previsión de cierre 2025

En el Cuadro 20 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para 2025, según información de la Resolución de 4 de diciembre de 2024 y de la Orden TED/1487/2024, con la previsión de cierre para el ejercicio teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC.

Se estima que los **costes de acceso del ejercicio**, resulten un 1,6% superiores (+234 M€) respecto de los previstos para el ejercicio en la Orden TED/1487/2024 y en la Resolución de la CNMC de 4 de diciembre de 2024, motivado fundamentalmente por la mayor retribución específica de los sistemas peninsulares (+288 M€) y, en menor medida por la mayor retribución de la actividad de distribución (+18 M€), parcialmente compensado por la reducción de la retribución de la actividad de transporte (-9,7 M€) y de la retribución adicional y específica de los Sistemas No Peninsulares (-63 M€).

Los **costes regulados totales** previstos para 2025, resultado de considerar, además de los costes de acceso, el saldo de los pagos por capacidad y otros costes regulados de ejercicios anteriores, serán un 5,8% superiores (+797 M€) a los inicialmente previstos para el ejercicio, debido al impacto de la actualización de la retribución de la actividad de la distribución de ejercicios anteriores (+664 M€) y de la actualización de la retribución de los sistemas no peninsulares (+103 M€), parcialmente compensado por el impacto de la actualización de la retribución del transporte de ejercicios anteriores (-282 M€) (véase Cuadro 20).

Cuadro 20. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2025 y los costes previstos en la Resolución de 4 de diciembre de 2024 y en la Orden TED/1487/2024.

Costes regulados (miles €)	Resolución peajes CNMC y Orden TED/1487/2024 [1]	Previsión Liquidación definitiva 2025 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Costes de acceso (A)	14.515.112	14.748.870	233.758	1,6%
Coste Transporte	1.245.265	1.235.590	- 9.675	-0,8%
Coste Distribución	5.826.374	5.844.679	18.305	0,3%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	4.192.240	4.479.879	287.639	6,9%
Retribución sistemas no peninsulares (SNP)	836.187	772.761	- 63.426	-7,6%
Retribución adicional	n.d.	724.078	n.a.	n.a.
Retribución específica	n.d.	48.683	n.a.	n.a.
Servicio de interrumpibilidad	9.957	9.734	- 223	-2,2%
Tasa CNMC	14.595	15.725	1.130	7,7%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	97	105	8	8,1%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.390.397	2.390.397	-	0,0%
Déficit (+)/ Superávit (-) Pagos por Capacidad (B)	-	- 1.173	- 1.173	
Ingresos Pagos por capacidad (1)	45.269	46.442	1.173	2,6%
Coste Pagos por Capacidad	45.269	45.269	- 0	0,0%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 890.913	- 326.558	564.355	-63,3%
Retribución del transporte (1)	-	- 282.001	- 282.001	n.a.
Desvíos ejercicio 2023	-	- 13.702	- 13.702	n.a.
Desvíos ejercicio 2024	-	- 268.300	- 268.300	n.a.
Retribución de la distribución (1)	-	664.487	664.487	n.a.
Laminación impacto retribución 2020 (2)	-	- 53.474	- 53.474	n.a.
Laminación impacto retribución 2021 (2)	-	- 18.096	- 18.096	n.a.
Desvíos ejercicio 2022	-	90.552	90.552	n.a.
Desvíos ejercicio 2023	-	227.879	227.879	n.a.
Desvíos ejercicio 2024	-	417.627	417.627	n.a.
Retribución RECORE peninsular	-	-	-	
Retribución SNP	-	103.134	103.134	n.a.
Liquidación definitiva 2021	-	109.496	109.496	n.a.
Liquidación definitiva 2022	-	- 6.362	- 6.362	n.a.
Liquidación definitiva 2023	-	-	-	n.a.
Liquidación definitiva 2024	-	-	-	
Aplicación superávit liquidaciones n-2	- 890.913	- 812.178	78.735	-8,8%
Transporte y distribución	- 701.797	- 623.062	78.735	-11,2%
Cargos (DA 1ª RDL 4/2024)	- 189.116	- 189.116	-	0,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B) + (C)	13.624.200	14.421.139	796.939	5,8%

Fuentes: CNMC, Orden TED/1487/2024 y Resolución de 4 de diciembre de 2024

Las diferencias en los costes de acceso previstas para el ejercicio se deben a la actualización de las previsiones con la última información disponible, mientras que las diferencias en el epígrafe de otros costes regulados están motivadas por la actualización de la retribución del transporte y la distribución de ejercicios anteriores, así como del impacto de las liquidaciones definitivas del Sistema No Peninsular correspondientes a los ejercicios 2021 y 2022.

Al respecto se indica que hasta la liquidación 9/2025 se ha incorporado el impacto de las siguientes disposiciones:

- Resolución de 17 de febrero de 2025¹⁴, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2021.
- Resolución de 12 de marzo de 2025¹⁵, 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 2022.
- Auto del Tribunal Supremo de fecha 12 de marzo de 2025, dictado en incidente de ejecución de la Sentencia del Tribunal Supremo de fecha 28 de febrero de 2024 recaída en el RCA n.º 894/2022, interpuesto por Eléctrica de Moscoso, S.L. contra la Orden TED/749/2022, de 27 de julio.

Teniendo en cuenta que en las liquidaciones provisionales del ejercicio 2025 se está liquidando provisionalmente a la actividad del transporte la retribución correspondiente al ejercicio 2022 y a la actividad de la distribución la retribución correspondiente al ejercicio 2021, los ajustes pendientes de incorporación en el ejercicio 2025 corresponderían a la diferencia entre las retribuciones provisionalmente liquidadas y las retribuciones definitivas que resulten de aplicar las Circulares 5/2019 y 6/2019, respectivamente (esto es, los desvíos de los ejercicios 2023, 2024 y 2025).

En el Cuadro 21 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2025 según la Resolución de 4 de diciembre de 2024 y la Orden TED/1487/2024 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2025 se produciría un desajuste negativo estimado en 1.050 M€, bajo el supuesto de que se aplicara el límite presupuestario a los ingresos externos, se aprobaran todas las retribuciones pendientes del transporte y la distribución y las liquidaciones definitivas de los SNP a tiempo para ser incluidas en la liquidación definitiva de 2025 y se recibiera la partida presupuestaria prevista en el RD-ley 7/2025 para la financiación del descuento a los electrointensivos. Este desajuste se desagrega en un superávit de peajes de 46 M€ y un déficit de cargos de 1.096 M€.

¹⁴ Disponible en <https://www.boe.es/boe/dias/2025/03/03/pdfs/BOE-A-2025-4257.pdf>

¹⁵ Disponible en <https://www.boe.es/boe/dias/2025/03/21/pdfs/BOE-A-2025-5721.pdf>

Cuadro 21. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2025

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Resolución peajes CNMC y Orden TED/1487/2024 [1]	Previsión Liquidación Definitiva 2025 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	10.364.687	10.383.772	19.085	0,2%
Ingresos asociados a la financiación de redes	6.811.492	6.760.603	- 50.889	-0,7%
Ingresos por peajes de T&D	6.340.527	6.406.587	66.060	1,0%
Descuento electrointensivos	-	- 125.206	- 125.206	n.a
Ingresos facturación energía reactiva	90.200	90.738	538	0,6%
Ingresos facturación excesos de potencia	356.841	358.497	1.656	0,5%
Ingresos por fraude	3.322	4.465	1.143	34,4%
Ingresos de conexiones internacionales	20.603	25.522	4.919	23,9%
Ingresos asociados a la financiación de cargos	3.553.194	3.623.169	69.975	2,0%
Ingresos por facturación de cargos	3.526.542	3.585.437	58.895	1,7%
Ingresos por fraude	3.425	5.343	1.917	56,0%
Ingresos art. 17 RD 216/2014	23.227	32.390	9.163	39,4%
Ingresos externos a peajes (B)	3.703.565	2.862.000	- 841.565	-22,7%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales (3)	2.603.565	1.762.000	- 841.565	-32,3%
Ingresos subastas CO₂ (RDL 17/2021)	1.100.000	1.100.000	-	0,0%
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	14.068.252	13.245.772	- 822.480	-5,8%
Costes regulados (D)	13.624.200	14.421.139	796.939	5,8%
Costes de acceso	14.515.112	14.748.870	233.758	1,6%
Transporte y distribución	7.071.639	7.080.269	8.630	0,1%
Resto de costes	7.443.474	7.668.601	225.128	3,0%
Saldo de pagos por capacidad	-	- 1.173	- 1.173	n.a
Otros costes regulados	- 890.913	- 326.558	564.355	-63,3%
Transporte y distribución	- 701.797	- 240.576	461.221	-65,7%
Resto de costes	- 189.116	- 85.982	103.134	-54,5%
Desajuste de actividades reguladas (E) = (C) - (D)	444.053	- 1.175.367	- 1.619.419	-364,7%
Transporte y distribución	441.651	- 79.090	- 520.740	-117,9%
Cargos	2.402	- 1.096.277	- 1.098.679	-45740,6%

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Resolución peajes CNMC y Orden TED/1487/2024 [1]	Previsión Liquidación Definitiva 2025 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	10.364.687	10.383.772	19.085	0,2%
Ingresos asociados a la financiación de redes	6.811.492	6.760.603	- 50.889	-0,7%
Ingresos por peajes de T&D	6.340.527	6.406.587	66.060	1,0%
Descuento electrointensivos	-	- 125.206	- 125.206	n.a
Ingresos facturación energía reactiva	90.200	90.738	538	0,6%
Ingresos facturación excesos de potencia	356.841	358.497	1.656	0,5%
Ingresos por fraude	3.322	4.465	1.143	34,4%
Ingresos de conexiones internacionales	20.603	25.522	4.919	23,9%
Ingresos asociados a la financiación de cargos	3.553.194	3.623.169	69.975	2,0%
Ingresos por facturación de cargos	3.526.542	3.585.437	58.895	1,7%
Ingresos por fraude	3.425	5.343	1.917	56,0%
Ingresos art. 17 RD 216/2014	23.227	32.390	9.163	39,4%
Ingresos externos a peajes (B)	3.703.565	2.987.206	- 716.360	-19,3%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales (3)	2.603.565	1.762.000	- 841.565	-32,3%
Ingresos subastas CO₂ (RDL 17/2021)	1.100.000	1.100.000	-	0,0%
Financiación electrointensivos (23.4 del RDL 7/2025)	-	125.206	125.206	n.a
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	14.068.252	13.370.978	- 697.274	-5,0%
Costes regulados (D)	13.624.200	14.421.139	796.939	5,8%
Costes de acceso	14.515.112	14.748.870	233.758	1,6%
Transporte y distribución	7.071.639	7.080.269	8.630	0,1%
Resto de costes	7.443.474	7.668.601	225.128	3,0%
Saldo de pagos por capacidad	-	- 1.173	- 1.173	n.a
Otros costes regulados	- 890.913	- 326.558	564.355	-63,3%
Transporte y distribución	- 701.797	- 240.576	461.221	-65,7%
Resto de costes	- 189.116	- 85.982	103.134	-54,5%
Desajuste de actividades reguladas (E) = (C) - (D)	444.053	- 1.050.161	- 1.494.214	-336,5%
Transporte y distribución	441.651	46.116	- 395.535	-89,6%
Cargos	2.402	- 1.096.277	- 1.098.679	-45740,6%

Fuentes: CNMC, Resolución CNMC Peajes T&D y Orden TED/1487/2024

En el caso de que finalmente no se recibiera la partida presupuestaria para la financiación del descuento a los consumidores electrointensivos, el déficit en lo relativo a cargos se incrementaría en 125,2 M€, al tratarse de una medida de política industrial y que, además, tiene un impacto sobre las decisiones tomadas por la CNMC en el ámbito de sus competencias.

2.3.3. Previsión 2026

En el Cuadro 22 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para el cierre de 2025 y 2026, teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC. En el Anexo III del informe se detallan las hipótesis de cálculo.

Los costes de acceso previstos para el ejercicio 2026 se estiman en 15.468 M€, superior en 719 M€ (4,9%) al previsto para el cierre del ejercicio 2025, debido, fundamentalmente, al incremento de la retribución RECORE peninsular (1.288 M€), motivado por la revisión de los parámetros retributivos para el periodo regulatorio 2026-2031, y en menor medida del incremento previsto en la retribución del transporte (91 M€) y la retribución de los sistemas no peninsulares (64 M€) parcialmente compensado por la reducción de las anualidades del déficit de actividades reguladas (507 M€) y de la retribución de la distribución (218 M€).

Asimismo, los costes regulados previstos para 2026 se estiman en 15.151 M€, un 5,1% superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2025, debido a la menor aplicación de superávit de ejercicios anteriores en 2026¹⁶.

En todo caso es relevante señalar que, en caso de que se retrasara la aprobación de la totalidad o una parte de las retribuciones pendientes, el impacto de los desvíos considerados en la previsión de cierre de 2025 se trasladaría al ejercicio 2026 o posteriores, dependiendo del momento de su aprobación.

¹⁶ En la Resolución de peajes del ejercicio 2026 se han incorporado 310 M€ del superávit registrado hasta la Liquidación definitiva del ejercicio 2024, 106 M€ en los peajes de transporte y 204 M€ en los peajes de distribución, posponiendo a ejercicios posteriores la consideración del resto de desvíos. Esta cifra incluye la laminación del impacto de la actualización de la retribución del ejercicio 2020 para aquellas empresas para las que han resultado obligaciones de pago superiores al 10% su retribución del ejercicio 2020 (16,1 M€). Para mayor información véase la memoria que acompaña a la Resolución.

Cuadro 22. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2025 y 2026

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2025 [1]	Previsión 2026 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Costes de acceso (A)	14.748.870	15.467.860	718.990	4,9%
Retribución Transporte	1.235.590	1.326.674	91.084	7,4%
Retribución Distribución	5.844.679	5.627.081	- 217.598	-3,7%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	4.479.879	5.767.608	1.287.729	28,7%
Retribución sistemas no peninsulares	772.761	837.200	64.439	8,3%
Retribución adicional	724.078	767.200	43.121	6,0%
Retribución específica	48.683	70.000	21.317	43,8%
Servicio de interrumpibilidad	9.734	9.734	-	0,0%
Tasa CNMC	15.725	16.024	299	1,9%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	105	107	2	1,9%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.390.397	1.883.432	- 506.965	-21,2%
Déficit (+)/ Superávit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 1.173	-	1.173	-100,0%
Ingresos Pagos por capacidad	46.442	45.094	- 1.348	-2,9%
Coste Pagos por Capacidad	45.269	45.094	- 174	-0,4%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 326.558	- 317.313	307.802	-2,8%
Retribución del transporte	- 282.001	-	282.001	-100,0%
Desvíos ejercicio 2023	- 13.702	-	13.702	-100,0%
Desvíos ejercicio 2024	- 268.300	-	268.300	-100,0%
Retribución de la distribución	664.487	- 16.141	- 680.628	-102,4%
Laminación impacto retribución 2020 (2)	- 53.474	- 16.141	37.334	-69,8%
Laminación impacto retribución 2021 (2)	- 18.096	-	18.096	-100,0%
Desvíos ejercicio 2022	90.552	-	- 90.552	-100,0%
Desvíos ejercicio 2023	227.879	-	- 227.879	-100,0%
Desvíos ejercicio 2024	417.627	-	- 417.627	-100,0%
Retribución RECORE peninsular	-	-	-	n.a.
Retribución SNP	103.134	3.065	- 100.069	-97,0%
Liquidación definitiva 2021	109.496	-	- 109.496	-100,0%
Liquidación definitiva 2022	- 6.362	-	6.362	-100,0%
Liquidación definitiva 2023	-	4.646	4.646	n.a.
Liquidación definitiva 2024	-	- 1.581	- 1.581	n.a.
Superávit liquidación definitiva n-2	- 812.178	- 304.237	507.941	-62,5%
Transporte y distribución	- 623.062	- 304.237	318.825	-51,2%
Cargos	- 189.116	-	189.116	-100,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B) + (C)	14.421.139	15.150.547	729.408	5,1%

Fuente: CNMC

3. SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO

3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC

La DGPEM solicita previsión para el cierre de 2025 y para el año 2026 del número de consumidores, consumos y potencias por periodo y facturaciones asociadas de los suministros a los que resulta de aplicación el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

Al respecto se indica que la Circular 3/2020¹⁷ estableció un único peaje aplicable tanto a los consumidores con derecho a acogerse al PVPC (consumidores de baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 10 kW) como a los consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW pero igual o inferior a 15 kW.

En consecuencia, sólo se dispone de información de los consumidores con potencia contratada igual o inferior a 15 kW abastecidos por un COR, que incluye, tanto los consumidores acogidos al PVPC, como los consumidores con potencia contratada superior a 10 kW pero igual o inferior a 15 kW acogidos al régimen transitorio.

En el Cuadro 23 se muestra el número de clientes, la potencia facturada y el consumo de los consumidores abastecidos por un COR y con potencia contratada igual a inferior a 15 kW de 2024 y los previstos para el cierre de 2025 y 2026.

La previsión correspondiente al ejercicio 2025 es el resultado de considerar la información real registrada en la base de datos de liquidaciones eléctricas para el periodo enero-julio, mientras que para el periodo agosto-diciembre se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses. Para el ejercicio 2026, y partiendo de la previsión de cierre 2025, se ha aplicado la tendencia registrada en los últimos meses.

¹⁷ [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.

Cuadro 23. Nº de suministros, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos suministrados por COR con potencia contratada igual o inferior a 15 kW.

Año 2024			
Subsistema	Nº Suministros	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	7.956.825	29.749	15.703.208
Baleares	145.685	680	361.919
Canarias	359.602	1.298	686.801
Ceuta	2.949	13	7.517
Melilla	1.342	3	2.653
Total	8.466.402	31.744	16.762.098

Año 2025			
Subsistema	Nº Suministros	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	7.643.045	28.670	15.663.924
Baleares	137.739	647	356.947
Canarias	342.397	1.243	671.407
Ceuta	3.065	13	7.974
Melilla	1.547	4	3.244
Total	8.127.793	30.577	16.703.497

Año 2026			
Subsistema	Nº Suministros	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	7.341.639	27.630	15.624.738
Baleares	130.226	608	348.475
Canarias	326.014	1.178	649.644
Ceuta	3.186	14	8.458
Melilla	1.784	5	3.967
Total	7.802.850	29.434	16.635.283

Fuentes: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2026 el 26% de los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW serán suministrados por un COR, representando su consumo el 21% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores.

3.2. Información relativa a los consumidores a los que se les aplica bono social

En relación con el bono social la DGPEM ha solicitado la previsión sobre el número de consumidores a quienes se aplica el bono social, así como sus consumos y potencias desagregados por periodo tarifario y para el cierre de 2025 y 2026.

A efectos de elaborar la previsión, la CNMC solicitó, el pasado mes de mayo a las COR información relativa a las previsiones sobre número de clientes, consumos y potencias contratadas, desagregadas por colectivo con derecho a percepción del bono social para el cierre de 2024, 2025 y 2026.

Los datos del ejercicio 2024 se corresponden con la información disponible en la base de datos de liquidaciones eléctricas, excepto las potencias contratadas y la distribución de energía por periodos para los que se ha considerado las previsiones remitidas por las Comercializadoras de Referencia (COR).

Las previsiones correspondientes a los ejercicios 2025 y 2026, se han confeccionado teniendo en cuenta las previsiones remitidas por las empresas, así como la información disponible en la base de datos de liquidaciones. En particular, las previsiones resultan de considerar las siguientes hipótesis:

- La previsión del número consumidores para 2025 se ha confeccionado tomando datos reales hasta agosto de 2025 y aplicando entre septiembre y diciembre el incremento medio de clientes producido entre noviembre de 2024 y agosto de 2025. La previsión del número de consumidores para 2026 se ha realizado aplicando la media móvil de 12 meses de julio de 2025 a las previsiones de consumidores de 2025.
- La potencia contratada se ha estimado aplicando a la previsión del número de consumidores la de potencia contratada media prevista por las COR.
- La energía consumida resulta de aplicar a la previsión del número de clientes, los consumos medios previstos por las COR. Dicha previsión se ha distribuido por periodo tarifario aplicando los porcentajes previstos para

cada uno de los ejercicios por las COR. Para la previsión de la energía consumida para 2026 los consumos medios se han incrementado con la tasa de variación sobre el mismo periodo del año anterior a agosto de 2025.

- Las previsiones de facturación se han estimado aplicando los precios medios registrados en el periodo septiembre 2024 a agosto de 2025, a las previsiones de energía, teniendo en cuenta la senda de reducción de los descuentos establecida en el artículo 82 del Real Decreto-ley 1/2025, de 28 de enero, por el que se aprueban medidas urgentes en materia económica, de transporte, de Seguridad Social, y para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad.¹⁸

En el Cuadro 24 se recoge el número de suministros, potencia contratada, energía consumida, facturación al PVPC, facturación a TUR y Bono Social previstos para el cierre del ejercicio 2025 y 2026 de los consumidores a los que se aplica el Bono Social.

¹⁸ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2025-1560>

Cuadro 24. Número de suministros, potencia contratada, energía consumida, facturación al PVPC, facturación a TUR, y Bono Social resultante de los consumidores a los que se aplica el Bono Social

Año 2024										
Tipo	Nº suministros (promedio anual)	Potencia contratada (kW)		Energía consumida (MWh)				Facturación (miles de €)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Total	PVPC	TUR	Bono Social
Vulnerable - Unidad de Convivencia	430.600	1.562.510	1.563.680	291.867	278.780	488.260	1.058.907	192.659	74.979	- 87.156
Vulnerable - Familias Numerosas	261.564	1.232.976	1.235.097	289.587	277.829	503.510	1.070.925	183.129	68.519	- 102.608
Vulnerable – Pensionistas	56.764	198.337	198.467	36.425	34.404	60.831	131.660	24.075	8.545	- 12.293
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	3.633	14.419	14.422	3.035	2.922	5.055	11.011	1.954	796	- 897
Vulnerable – Bajos Ingresos	19.924	111.401	111.551	14.339	13.746	24.104	52.189	8.263	4.752	- 2.362
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia	682.965	2.473.287	2.475.706	476.299	466.076	824.589	1.766.964	317.466	90.628	- 176.709
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	146.709	581.859	582.155	159.760	156.255	270.684	586.698	97.801	25.196	- 67.938
Vulnerable Severo – Pensionistas	33.094	116.732	116.800	20.538	19.640	35.387	75.565	13.914	3.486	- 8.777
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	16.050	63.059	63.107	12.806	12.705	22.431	47.942	8.519	2.746	- 4.659
TOTAL	1.651.303	6.354.580	6.360.986	1.304.655	1.262.357	2.234.851	4.801.863	847.782	279.647	- 463.399

Año 2025										
Tipo	Nº suministros (promedio anual)	Potencia contratada (kW)		Energía consumida (MWh)				Facturación (miles de €)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Total	PVPC	TUR	Bono Social
Vulnerable - Unidad de Convivencia	471.853	1.718.878	1.720.531	337.325	323.702	565.151	1.226.179	234.790	108.861	- 77.345
Vulnerable - Familias Numerosas	275.405	1.295.861	1.298.286	321.751	311.532	567.828	1.201.110	219.152	101.686	- 90.164
Vulnerable – Pensionistas	49.054	173.013	173.175	33.452	31.653	55.590	120.695	23.636	10.354	- 8.831
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	5.901	22.691	22.704	5.265	5.120	8.800	19.184	3.506	1.729	- 1.185
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia	685.412	2.501.631	2.504.721	502.976	492.025	871.474	1.866.475	356.343	129.895	- 152.864
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	164.574	651.116	651.439	191.481	185.614	326.873	703.968	125.202	44.502	- 68.213
Vulnerable Severo – Pensionistas	28.835	102.740	102.838	18.986	18.231	32.569	69.786	13.827	4.783	- 6.814
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	29.277	106.883	106.937	24.439	24.490	43.022	91.951	16.815	6.919	- 7.142
TOTAL	1.710.312	6.572.814	6.580.630	1.435.675	1.392.367	2.471.305	5.299.347	993.272	408.728	- 412.558

Año 2026										
Tipo	Nº suministros (promedio anual)	Potencia contratada (kW)		Energía consumida (MWh)				Facturación (miles de €)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Total	PVPC	TUR	Bono Social
Vulnerable - Unidad de Convivencia	524.549	1.913.704	1.915.563	404.043	387.774	676.618	1.468.435	281.178	167.317	- 69.933
Vulnerable - Familias Numerosas	290.261	1.367.577	1.370.304	361.428	349.974	637.915	1.349.316	246.194	146.556	- 76.480
Vulnerable – Pensionistas	40.666	143.456	143.585	28.813	27.251	47.847	103.911	20.349	11.706	- 5.747
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	11.866	45.625	45.666	11.097	10.804	18.560	40.461	7.395	4.571	- 1.883
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia	686.573	2.509.265	2.512.394	535.150	523.521	927.400	1.986.070	379.176	182.703	- 132.629
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	187.634	744.072	744.424	232.153	225.063	396.354	853.570	151.809	72.128	- 67.352
Vulnerable Severo – Pensionistas	22.877	81.661	81.738	15.008	14.408	25.717	55.134	10.923	5.097	- 4.390
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	65.606	239.260	239.403	54.174	54.367	95.177	203.718	37.254	19.421	- 12.871
TOTAL	1.830.031	7.044.619	7.053.077	1.641.864	1.593.163	2.825.588	6.060.615	1.134.279	609.497	- 371.284

Fuentes: Información remitida por las COR, Base de datos de liquidaciones y CNMC

3.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio

Los ingresos por la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2015, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, previstos para el cierre de 2025 se estiman en 32,4 M€, importe correspondiente a los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre agosto de 2024 y julio de 2025.

Se estima que los ingresos previstos por este concepto se mantendrán durante el ejercicio 2026.

4. FINANCIACIÓN DEL BONO SOCIAL

En relación con el bono social, la DGPEM ha solicitado la propuesta a la que hace referencia el artículo 15 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica (en adelante, Real Decreto 897/2017), con el objeto de determinar los valores que se deben aplicar para la financiación de las cantidades relativas al bono social, a la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el coste de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, para el año 2026.

En el presente epígrafe se resume el procedimiento de cálculo de los costes unitarios del bono social, conforme a la metodología establecida en el artículo 15 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, cuyo detalle se recoge en el Anexo IV.

En el Cuadro 25 se muestra la previsión de facturación antes de impuestos para el ejercicio 2026 por segmento de actividad y el porcentaje de reparto que resulta calculado como la relación entre el valor de la facturación anual agregada de cada actividad y las facturaciones anuales agregadas de todas las actividades.

Cuadro 25. Facturación estimada y reparto de la financiación por segmento de actividad para el año 2026

Segmento de actividad	Previsión facturación (miles €)	% sobre total
Producción	28.879.877	41,36%
Transporte	1.326.674	1,90%
Distribución	5.627.081	8,06%
Comercialización	33.463.460	47,93%
Consumidores Directos	527.242	0,76%
Total	69.824.334	100,00%

Fuente: CNMC

El coste del bono social previsto para el cierre el ejercicio 2026, según se detalla en el epígrafe 3.2, asciende a 371,3 M€. Adicionalmente, deberán incorporarse en el coste los desvíos de ejercicios anteriores, cuyo detalle se recoge en el Cuadro 26.

Cuadro 26. Desvíos de ejercicios anteriores

Desvíos de ejercicios anteriores	Diferencias acumuladas (miles €)
Liquidaciones 4/2022 a 9/2025	- 60.554,97
Estimación liquidaciones 10/2025 a 12/2025	- 18.226,01
Deuda de los sujetos obligados, hasta la liquidación 8/2025	- 1.270,18
Total	- 80.051,17

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta lo anterior, los costes unitarios deberían ser suficientes para financiar 451,3 M€. En el Cuadro 27 se muestran los valores unitarios que se obtienen por segmento de actividad resultado del cociente entre el coste asignado y la variable de asignación.

Cuadro 27. Costes unitarios para la financiación del bono social

Coste del bono social (A)		451.335				
Coste del ejercicio [1]		371.284				
Desvíos de ejercicios anteriores [2]		80.051				

Segmento de actividad	% Reparto (B)	Coste asignado al segmento de actividad (miles €) (C) = (A) * (B)	Variable de asignación	Unidad de la variable de asignación	Valor de la variable de asignación (D)	Valor unitario / unidad
Producción	41,36%	186.675,55	Energía producida	GWh	288.771	0,646448 €/MWh
Transporte	1,90%	8.575,44	Retribución	€	1.490.221	0,005754 €/€ retribuido
Distribución	8,06%	36.372,68	CUPS	número	31.111.244	1,169117 €/CUPS
Comercialización	47,93%	216.303,20	CUPS	número	31.108.133	6,953268 €/CUPS
Consumidores Directos	0,76%	3.408,02	Energía consumida	GWh	6.769,0	0,503475 €/MWh

Fuente: CNMC

Los cálculos anteriores se han estimado considerando su aplicación a partir de la liquidación 1 de 2026. En caso de que la norma por la que se aprueben los valores a aplicar para cada actividad de la cadena de suministro y los valores unitarios para cada segmento de actividad para la financiación de las cantidades relativas al bono social sea de aplicación con posterioridad a esa liquidación, los valores unitarios deberán ajustarse, teniendo en cuenta la diferencia entre los valores unitarios a aplicar y los actualmente vigentes, dispuestos en la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2025.

5. OTRA INFORMACIÓN

5.1. Información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas

La DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas por periodos y facturaciones previstas para el cierre de los ejercicios 2025 y 2026 desagregada por

Comunidades y Ciudades Autónomas. En el epígrafe 2.1 y en el Anexo I se aporta la información requerida desagregada por subsistema peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

Esta Comisión no dispone de la información necesaria para desagregar las previsiones del subsistema peninsular por Comunidad Autónoma, por lo que, en su defecto, en los cuadros inferiores se aporta la información disponible en la base de datos de liquidaciones para las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia para los ejercicios 2023 y 2024

Cuadro 28. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2023

Comunidad Autónoma	Provincia	2023				
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación Peajes T & D (miles €)	Facturación cargos (miles €)
Andalucía		5.040.936	26.611	33.029	1.087.921	409.919
	Almería	468.653	2.488	3.213	103.018	38.031
	Cádiz	602.390	3.284	4.463	129.876	46.793
	Córdoba	434.446	2.387	2.639	99.651	37.040
	Granada	610.903	2.882	2.970	114.208	43.885
	Huelva	334.041	1.901	3.781	82.816	27.731
	Jaén	421.547	2.058	2.450	85.076	31.962
	Málaga	1.159.340	6.040	6.284	235.360	93.526
	Sevilla	1.009.616	5.571	7.230	237.916	90.951
Aragón		915.412	5.950	8.706	245.643	81.592
	Huesca	156.575	1.151	2.015	47.750	15.494
	Teruel	128.932	685	870	26.508	8.846
	Zaragoza	629.905	4.114	5.821	171.386	57.252
Asturias	Asturias	736.318	4.518	7.688	167.090	55.063
Baleares	Baleares	746.442	4.955	5.512	205.517	83.214
Canarias		1.245.327	6.527	8.098	269.097	105.847
	Las Palmas	649.690	3.587	4.644	149.060	59.216
	Santa Cruz de Tenerife	595.637	2.941	3.455	120.037	46.631
Cantabria	Cantabria	441.609	2.558	3.177	94.118	31.388
Castilla La Mancha		1.433.451	7.785	10.226	347.540	114.843
	Albacete	257.765	1.448	1.901	64.510	21.131
	Ciudad Real	332.823	1.714	2.161	78.336	25.343
	Cuenca	176.325	926	1.049	38.515	11.685
	Guadalajara	193.208	1.042	1.694	47.326	15.413
	Toledo	473.330	2.656	3.421	118.853	41.271
Castilla y León		1.985.043	9.952	11.485	389.825	128.232
	Ávila	171.136	742	576	26.658	8.612
	Burgos	296.576	1.596	2.211	63.131	20.388
	León	370.011	1.756	1.895	67.400	22.549
	Palencia	131.265	708	979	27.995	8.884
	Salamanca	282.940	1.379	1.314	51.739	17.403
	Segovia	142.106	672	839	29.640	9.708
	Soria	95.330	529	635	20.673	6.283
	Valladolid	326.135	1.805	2.360	74.201	25.268
	Zamora	169.544	765	675	28.388	9.138
Cataluña		4.457.702	29.129	38.701	1.164.794	446.149
	Barcelona	3.058.565	19.766	25.302	790.294	308.382
	Gerona	535.168	3.467	3.927	131.811	50.604
	Lérida	256.715	1.719	2.050	70.811	25.680
	Tarragona	607.254	4.177	7.423	171.878	61.483
Extremadura		619.394	3.212	3.801	130.452	44.303
	Badajoz	377.915	2.044	2.792	85.549	29.340
	Cáceres	241.479	1.169	1.009	44.903	14.963
Galicia		1.763.464	8.425	11.248	357.284	128.862
	La Coruña	728.182	3.534	5.352	152.910	54.919
	Lugo	260.045	1.363	1.567	52.346	18.112
	Orense	251.788	1.073	1.180	44.461	15.520
	Pontevedra	523.449	2.455	3.148	107.566	40.311
La Rioja	La Rioja	245.437	1.287	1.341	50.881	17.110
Madrid	Madrid	3.471.614	19.700	24.189	835.869	318.132
Murcia	Murcia	917.271	5.512	8.079	248.533	87.995
Navarra	Navarra	391.503	2.621	4.259	113.994	38.422
País Vasco		1.321.368	8.574	13.725	329.372	112.630
	Álava	200.044	1.455	2.287	56.506	17.870
	Guipúzcoa	441.031	2.862	4.789	112.464	39.671
	Vizcaya	680.293	4.257	6.648	160.402	55.089
Comunidad Valenciana		3.578.222	19.891	23.297	830.948	298.432
	Alicante	1.455.612	7.907	8.293	313.184	114.632
	Castellón	478.113	2.873	3.889	126.440	42.888
	Valencia	1.644.497	9.111	11.115	391.324	140.912
Total		29.310.513	167.207	216.561	6.868.877	2.502.133

Fuentes: CNMC

Cuadro 29. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2024

Comunidad Autónoma	Provincia	2024				
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación Peajes T & D (miles €)	Facturación cargos (miles €)
Andalucía		5.053.789	27.020	33.562	1.088.548	418.687
	Almería	469.987	2.523	3.264	102.906	38.838
	Cádiz	604.502	3.371	4.368	129.614	47.648
	Córdoba	437.011	2.413	2.698	99.354	37.732
	Granada	613.073	2.917	3.082	115.428	45.118
	Huelva	333.124	1.933	3.838	80.687	28.394
	Jaén	422.026	2.080	2.563	86.566	32.904
	Málaga	1.162.480	6.144	6.450	237.665	96.123
	Sevilla	1.011.586	5.639	7.298	236.328	91.930
Aragón		913.632	6.063	8.987	241.916	83.831
	Huesca	156.361	1.185	2.188	47.779	16.009
	Teruel	129.242	696	883	26.396	9.079
	Zaragoza	628.029	4.182	5.916	167.740	58.742
Asturias	Asturias	745.151	4.536	7.967	162.960	56.160
Baleares	Baleares	748.433	5.019	5.557	203.349	83.855
Canarias		1.244.029	6.608	8.182	268.849	107.607
	Las Palmas	649.129	3.632	4.677	148.137	60.108
	Santa Cruz de Tenerife	594.900	2.976	3.505	120.712	47.499
Cantabria	Cantabria	444.307	2.611	3.418	93.762	32.114
Castilla La Mancha		1.446.082	7.846	10.705	344.062	118.865
	Albacete	259.378	1.459	1.916	62.933	21.552
	Ciudad Real	335.279	1.695	2.286	77.046	26.245
	Cuenca	177.106	933	1.064	37.290	11.915
	Guadalajara	195.441	1.069	1.905	47.867	16.159
	Toledo	478.878	2.689	3.534	118.926	42.995
Castilla y León		1.995.739	10.024	11.619	385.539	131.156
	Ávila	171.920	749	587	26.820	8.877
	Burgos	298.308	1.608	2.229	61.079	20.705
	León	371.885	1.763	1.903	67.726	23.109
	Palencia	131.991	717	1.009	27.570	9.110
	Salamanca	284.038	1.387	1.325	51.073	17.769
	Segovia	143.197	672	864	29.765	10.055
	Soria	95.788	530	634	20.060	6.374
	Valladolid	328.677	1.823	2.384	73.024	25.764
	Zamora	169.935	775	685	28.423	9.392
Cataluña		4.481.899	29.329	38.699	1.155.858	452.157
	Barcelona	3.075.668	19.885	25.303	782.660	311.426
	Gerona	538.729	3.500	3.971	132.974	51.739
	Lérida	257.864	1.738	2.087	70.664	26.394
	Tarragona	609.638	4.207	7.338	169.561	62.597
Extremadura		622.568	3.256	3.871	129.192	45.503
	Badajoz	379.090	2.073	2.840	84.738	30.134
	Cáceres	243.478	1.183	1.031	44.454	15.368
Galicia		1.771.786	8.495	12.033	359.605	133.494
	La Coruña	732.191	3.603	5.884	155.082	57.466
	Lugo	261.088	1.382	1.817	52.667	18.727
	Orense	252.604	1.063	1.193	44.188	15.851
	Pontevedra	525.903	2.445	3.139	107.668	41.449
La Rioja	La Rioja	247.031	1.296	1.353	50.169	17.399
Madrid	Madrid	3.501.339	19.812	24.602	834.767	326.672
Murcia	Murcia	925.916	5.624	8.386	244.554	89.619
Navarra	Navarra	396.007	2.655	4.346	110.620	39.179
País Vasco		1.329.663	8.646	13.816	316.596	113.743
	Álava	201.712	1.477	2.290	53.729	18.186
	Guipúzcoa	443.953	2.884	4.812	108.533	39.981
	Vizcaya	683.998	4.285	6.715	154.334	55.575
Comunidad Valenciana		3.609.463	20.165	23.536	820.998	302.495
	Alicante	1.469.755	8.026	8.395	311.078	116.349
	Castellón	482.070	2.895	4.028	124.519	43.712
	Valencia	1.657.638	9.245	11.113	385.402	142.435
Total		29.476.834	169.004	220.642	6.811.344	2.552.535

Fuentes: CNMC

5.2. Balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos horarios

La DGPEM ha solicitado en su escrito, para el último año disponible, los balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos tarifarios correspondientes. Respecto de los balances de potencia por periodo horario, la DGPEM no indica en su escrito la referencia de cálculo (hora concreta o número de horas de mayor demanda).

En consecuencia, se remiten los balances correspondientes al ejercicio 2024 solicitados por la CNMC a efectos de la elaboración de la Resolución de peajes para 2026.

5.2.1. Balances de potencia. Año 2024

Flujos de potencia (MW). Periodo 1

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	28.978	14.501	6.800	5.456	0	1.898	5,47%	321	1,12%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.569	0	5.601	12.239	0	1.042	3,00%	189	1,00%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.983	0	0	14.248	2	2.813	8,10%	321	1,88%
1 kV < NT < 30 kV	678	0	0	0	22.865	8.675	24,98%	1.082	3,43%
NT ≤ 1 kV	1	0	0	0	0	20.293	58,45%	2.575	12,69%
Total	39.209	14.501	12.401	31.944	22.867	34.721	100,00%	4.488	

Flujos de potencia (MW). Periodo 2

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	26.746	12.788	6.640	5.163	0	1.838	5,52%	315	1,19%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.076	0	4.958	10.743	0	998	3,00%	166	0,99%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.738	0	0	13.257	1	2.791	8,39%	288	1,79%
1 kV < NT < 30 kV	1.160	0	0	0	20.128	9.265	27,83%	929	3,16%
NT ≤ 1 kV	459	0	0	0	0	18.398	55,27%	2.190	11,91%
Total	37.179	12.788	11.599	29.162	20.129	33.290	100,00%	3.888	

Flujos de potencia (MW). Periodo 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	23.153	10.620	5.132	5.148	0	1.959	5,78%	293	1,28%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.530	0	4.071	9.859	0	1.092	3,22%	129	0,86%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.043	0	0	11.590	-1	2.405	7,09%	251	1,79%
1 kV < NT < 30 kV	2.240	0	0	0	18.165	9.975	29,40%	698	2,48%
NT ≤ 1 kV	2.019	0	0	0	0	18.496	54,52%	1.687	9,12%
Total	36.986	10.620	9.203	26.598	18.164	33.927	100,00%	3.058	

Flujos de potencia (MW). Periodo 4

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	23.303	10.630	5.149	5.249	0	2.011	5,89%	263	1,14%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.584	0	4.051	9.930	0	1.096	3,21%	138	0,91%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.158	0	0	11.719	-1	2.372	6,95%	268	1,90%
1 kV < NT < 30 kV	2.179	0	0	0	18.589	9.764	28,60%	724	2,55%
NT ≤ 1 kV	2.029	0	0	0	0	18.896	55,35%	1.721	9,11%
Total	37.254	10.630	9.200	26.898	18.588	34.140	100,00%	3.114	

Flujos de potencia (MW). Periodo 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	20.396	8.978	4.725	4.258	0	2.092	7,32%	344	1,71%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.930	0	4.012	8.644	0	1.124	3,93%	127	0,92%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.436	0	0	10.232	2	2.671	9,34%	269	2,08%
1 kV < NT < 30 kV	1.200	0	0	0	14.743	8.941	31,28%	650	2,74%
NT ≤ 1 kV	540	0	0	0	0	13.756	48,13%	1.528	11,11%
Total	31.502	8.978	8.737	23.133	14.745	28.585	100,00%	2.917	

Flujos de potencia (MW). Periodo 6

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	25.115	12.550	5.910	4.350	0	2.037	6,80%	267	1,07%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.096	0	4.760	9.359	0	1.342	4,48%	184	1,19%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.276	0	0	11.786	1	2.877	9,60%	282	1,92%
1 kV < NT < 30 kV	588	0	0	0	15.783	9.618	32,09%	683	2,69%
NT ≤ 1 kV	1	0	0	0	0	14.099	47,04%	1.686	11,96%
Total	33.076	12.550	10.670	25.496	15.783	29.973	100,00%	3.102	

Fuente: CNMC

5.2.2. Balances de energía. Año 2024

Flujos de energía (MWh). Periodo 1

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	17.121.487	8.024.180	4.002.876	3.487.691	0	1.396.176	5,96%	210.564	1,25%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.475.535	0	3.322.078	7.181.608	0	853.947	3,65%	142.082	-69,40%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.640.461	0	0	8.709.780	928	2.035.164	8,69%	219.543	-66,12%
1 kV < NT < 30 kV	1.065.773	0	0	0	13.008.971	6.905.117	29,50%	530.764	-94,65%
NT ≤ 1 kV	541.388	0	0	0	0	12.218.319	52,20%	1.332.968	-95,57%
Total	25.844.644	8.024.180	7.324.954	19.379.079	13.009.899	23.408.723	100,00%	2.435.921	

Flujos de energía (MWh). Periodo 2

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	19.814.138	9.146.035	4.611.740	4.010.932	0	1.789.621	6,51%	255.810	1,31%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.253.006	0	3.888.729	8.278.427	0	1.082.830	3,94%	149.055	-67,90%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.404.998	0	0	10.104.149	1.186	2.542.189	9,25%	257.942	-65,17%
1 kV < NT < 30 kV	1.248.465	0	0	0	14.909.160	8.119.584	29,56%	613.229	-94,58%
NT ≤ 1 kV	621.680	0	0	0	0	13.938.215	50,74%	1.593.810	-95,54%
Total	30.342.286	9.146.035	8.500.469	22.393.508	14.910.346	27.472.440	100,00%	2.869.846	

Flujos de energía (MWh). Periodo 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	16.348.869	7.428.118	3.716.015	3.336.089	0	1.678.705	7,14%	189.943	1,18%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.623.806	0	3.157.738	6.790.033	0	987.874	4,20%	116.280	1,06%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.750.039	0	0	8.195.807	473	2.227.167	9,48%	200.345	1,92%
1 kV < NT < 30 kV	1.177.608	0	0	0	11.681.421	7.358.476	31,32%	459.639	2,41%
NT ≤ 1 kV	677.039	0	0	0	0	11.243.350	47,85%	1.115.583	9,92%
Total	25.577.361	7.428.118	6.873.753	18.321.929	11.681.894	23.495.572	100,00%	2.081.790	

Flujos de energía (MWh). Periodo 4

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	19.139.172	8.552.595	4.298.455	3.927.630	0	2.117.353	7,52%	243.140	1,29%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.439.153	0	3.688.532	7.912.257	0	1.263.210	4,49%	127.749	0,99%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.455.555	0	0	9.453.558	422	2.758.713	9,80%	229.849	1,88%
1 kV < NT < 30 kV	1.545.854	0	0	0	13.495.037	8.818.546	31,32%	525.715	2,36%
NT ≤ 1 kV	970.430	0	0	0	0	13.195.704	46,87%	1.270.185	9,63%
Total	30.550.165	8.552.595	7.986.987	21.293.444	13.495.459	28.153.527	100,00%	2.396.638	

Flujos de energía (MWh). Periodo 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	7.929.116	3.466.140	1.756.440	1.618.490	0	977.232	8,18%	110.815	1,42%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	1.967.246	0	1.543.634	3.261.855	0	581.587	4,87%	46.309	0,86%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	1.956.325	0	0	3.912.556	289	1.247.645	10,44%	95.909	1,86%
1 kV < NT < 30 kV	700.492	0	0	0	5.517.027	3.750.562	31,40%	225.804	2,44%
NT ≤ 1 kV	437.989	0	0	0	0	5.388.537	45,11%	566.768	10,52%
Total	12.991.168	3.466.140	3.300.074	8.792.901	5.517.316	11.945.563	100,00%	1.045.604	

Flujos de energía (MWh). Periodo 6

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	74.466.158	33.864.878	16.241.498	13.988.060	0	9.383.752	9,08%	987.970	1,34%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	16.733.287	0	14.475.766	30.140.474	0	5.581.463	5,40%	400.462	0,80%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	17.133.335	0	0	36.419.332	3.602	10.633.340	10,29%	794.325	1,69%
1 kV < NT < 30 kV	4.218.563	0	0	0	51.945.471	30.577.834	29,59%	2.243.124	2,72%
NT ≤ 1 kV	1.435.329	0	0	0	0	47.167.657	45,64%	6.216.745	13,18%
Total	113.986.671	33.864.878	30.717.264	80.547.867	51.949.074	103.344.046	100,00%	10.642.625	

Fuente: CNMC

Notifíquese el presente informe a la Dirección General de Política Energética y Minas y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es).

ANEXO I. INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2025 Y 2026 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA

ANEXO I: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2024 Y 2025 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA

Cuadro I. 1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2025 a los precios de la Resolución de 4 de diciembre de 2024 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y a los precios de cargos de la Orden TED/1487/2024 desagregado por subsistema.

		INGRESOS DE ACCESO (Miles de €)					
	Consumo (GWh)	PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
Baja tensión	111.140	7.020.232	264.428	318.546	8.631	9.733	7.621.571
2.0 TD	76.142	5.700.328	192.270	253.953	6.180	7.425	6.160.155
3.0 TD	34.868	1.310.921	71.988	64.343	2.451	2.308	1.452.011
3.0 TDVE	129	8.983	171	251	-	-	9.405
Alta tensión	119.178	2.244.922	42.875	78.484	1.545	2.142	2.369.968
6.1 TD	67.728	1.733.163	39.911	76.985	1.545	2.142	1.853.746
6.1 TDVE	61	4.288	49	14	-	-	4.352
6.2 TD	21.975	299.992	2.748	1.461	-	-	304.201
6.2 TDVE	1	57	-	-	-	-	57
6.3 TD	11.042	103.865	37	9	-	-	103.911
6.4 TD	18.372	103.557	129	15	-	-	103.702
Total	230.318	9.265.154	307.303	397.031	10.176	11.875	9.991.539

Fuente: CNMC

Cuadro I. 2 Ingresos de acceso previstos para 2026 a los precios de la propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establecen los peajes de transporte y distribución para 2026 y a los precios de cargos de la Orden TED/1487/2024 desagregado por subsistema.

		INGRESOS DE ACCESO (Miles de €)					
	Consumo (GWh)	PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
Baja tensión	113.614	7.188.653	270.595	328.132	8.778	9.806	7.805.964
2.0 TD	77.821	5.831.368	197.292	261.741	6.280	7.502	6.304.184
3.0 TD	35.540	1.341.207	73.051	65.948	2.497	2.304	1.485.006
3.0 TDVE	252	16.078	252	442	1	-	16.774
Alta tensión	121.972	2.326.708	44.742	82.869	1.608	2.160	2.458.087
6.1 TD	68.899	1.791.531	41.381	81.089	1.608	2.160	1.917.769
6.1 TDVE	155	10.379	168	147	-	-	10.694
6.2 TD	22.552	309.982	3.025	1.609	-	-	314.616
6.2 TDVE	8	450	-	-	-	-	450
6.3 TD	11.383	105.854	36	9	-	-	105.898
6.4 TD	18.975	108.513	132	15	-	-	108.660
Total	235.586	9.515.361	315.337	411.001	10.386	11.966	10.264.051

Fuente: CNMC

ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO₂ PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2025 Y 2026

ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2025 Y 2026

La disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, en la redacción dada por la disposición adicional decimosexta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que en las Leyes de Presupuestos Generales de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos al fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de la estimación de recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

Por otra parte, conforme al artículo 30 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, de los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión se destinarán, al menos 450 M€, para financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables.

A continuación, se detallan las hipótesis consideradas en la estimación de los ingresos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012 para el cierre de 2025 y 2026.

1. Ingresos procedentes del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

En la estimación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica se han considerado las siguientes hipótesis:

- El precio de mercado diario previsto para 2025 (67,8 €/MWh) se ha estimado es el resultado de considerar la media aritmética de los precios registrados en el mercado diario entre el 1 de enero y el 7 de octubre de 2025 y la media aritmética de las de los contratos de carga base mensuales de octubre, noviembre y diciembre de OMIP.
- El precio de mercado previsto para 2026 (62,05 €/MWh) se corresponde con el previsto en el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación año 2026 a fecha 7 de octubre de 2025.

- El precio del mercado diario se ha apuntado por tecnología conforme al apuntamiento registrado en el periodo comprendido entre octubre de 2024 y septiembre de 2025.
- Los balances de energía previstos para el ejercicio 2025 y 2026 se corresponden con la previsión de cobertura facilitada por el operador del sistema, ajustada a la previsión de la demanda en b.c. de la CNMC.

En particular, en el sistema peninsular la producción de centrales de ciclos combinados se ha estimado como diferencia entre la demanda en barras de central prevista por la CNMC para el ejercicio 2025 y 2026 y la producción prevista por el operador del sistema para el resto de tecnologías.

En los sistemas no peninsulares, se ajusta la producción de las tecnologías convencionales, manteniendo la estructura por tecnología prevista por el operador del sistema para los ejercicios 2025 y 2026.

- Los costes derivados del régimen retributivo específico de la producción con tecnología renovable, cogeneración y residuos, los derivados de la retribución adicional y los asociados a los pagos por capacidad se corresponden con los previstos por la CNMC, teniendo en cuenta la última información disponible.

Adicionalmente, se indica que a la hora de estimar el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica para 2025, se ha tenido en cuenta que desde 1 de julio de 2024 se aplica el impuesto sin minoraciones

Cuadro II. 1 Previsión del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

Año	Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (miles €)
2025	2.014.267
2026	1.994.696

Fuente: CNMC

2. Ingresos procedentes del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos

En relación con el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica, esta Comisión no dispone de datos suficientes para poder realizar la estimación de estos impuestos.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, se espera cierta estabilidad en el importe, por lo que para el cierre del ejercicio 2025 y 2026 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2024 y septiembre de 2025 (262,27 M€).

Cuadro II. 2 Previsión de ingresos procedentes del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos

Año	Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado (miles de €)
2025	262.265
2026	262.265

Fuente: CNMC

3. Ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas

Análogamente al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, esta Comisión no dispone de la información necesaria para poder realizar una estimación de los ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento del combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas, por lo que, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, para el cierre del ejercicio 2025 y 2026 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2024 y septiembre de 2025 (7,6 M€).

Cuadro II. 3 Previsión de ingresos procedentes del almacenamiento de combustible nuclear

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear (miles de €)
2025	7.635
2026	7.635

Fuente: CNMC

4. Canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

El Real Decreto 198/2015¹⁹, de 23 de marzo, que desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias establece, con carácter general, un gravamen del 25,5 por ciento sobre el valor económico de la energía hidroeléctrica producida, y medida en barras de central, en cada período impositivo anual por el concesionario mediante la utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico. No obstante, el canon se reduce en un 92% para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW y un 90% para las instalaciones con potencia superior a 50 MW. Finalmente, el 50% del canon recaudado será considerado un ingreso del organismo de cuenca, mientras que el 50% restante estará destinado a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, referidos a fomento de energías renovables.

En la estimación de los ingresos procedentes del canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica se ha tenido en cuenta la información aportada en la Memoria que acompaña al Real Decreto 198/2015²⁰, según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada.

¹⁹ Disponible en <https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-3182>

²⁰ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

Para 2025 se estiman en 220,6 M€ y para 2026 en 190,5 €, los ingresos procedentes del canon para la financiación de los costes del sector eléctrico, considerando la previsión de producción hidráulica prevista del Operador del Sistema de los escenarios de hidraulicidad media para ambos ejercicios.

Cuadro II. 4 Previsión del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

Año	Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica (miles €)
2025	220.629
2026	190.495

Fuente: CNMC

5. Ingresos procedentes de impuestos especiales

Los ingresos procedentes de los impuestos especiales sobre los hidrocarburos y el carbón se han estimado teniendo en cuenta la cobertura de la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2025 y 2026 en el sector eléctrico y la estructura de la demanda de gas natural del ejercicio 2025 según la última información disponible y la prevista por la CNMC para el año gas 2025 y 2026 a efectos de la elaboración de la Resolución por la que se establecen los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2026.

Cuadro II. 5 Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2025	146.784	10.964
2026	150.788	1.239

Fuente: CNMC

6. Ingresos por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

A la fecha de elaboración del presente informe no se ha presentado el Proyecto de Ley por la que se establecen los Presupuesto Generales del Estado para 2026. En consecuencia, se mantiene el importe previsto el importe establecido en la disposición adicional centésima primera de la Ley 31/2022, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2023.

Cuadro II. 6 Previsión de los ingresos por las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Año	Ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (miles €)
2025	1.100.000
2026	1.100.000

Fuente: CNMC

7. Previsión de ingresos procedentes de la ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO2 para el cierre del ejercicio 2025 y 2026

De acuerdo con todo lo anterior, se estima que los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y de las subastas de los derechos de emisión previstos para el cierre de 2025 y 2026 ascenderían a 3.763 M€ y 3.707 M€ anuales, respectivamente, tal y como resume en el Cuadro II. 7. En el Cuadro II. 8 y Cuadro II. 9 se presenta esta misma información con mayor detalle.

Cuadro II. 7 Previsión de los ingresos por aplicación de la Ley 15/2012

	2025	2026
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.662.544	2.607.118
Recaudación Impuesto sobre la producción	2.014.267	1.994.696
Impuesto nuclear	262.265	262.265
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado	7.635	7.635
Recaudación canon hidráulico	220.629	190.495
Impuestos especiales hidrocarburos	146.784	150.788
Impuesto carbón	10.964	1.239
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	1.100.000	1.100.000
TOTAL	3.762.544	3.707.118

Fuente: CNMC

Cuadro II. 8. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2025

2025	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)
Sistema peninsular	Producción convencional	126.227	12.505.844	45.269	-	12.551.113	878.578	10.317	-	269.900	215.114	1.373.910
	Hidráulica	35.048	2.806.851	10.633		2.817.484	197.224				215.114	412.338
	Nuclear	51.531	3.679.871			3.679.871	257.591			269.900		527.491
	Carbón	1.324	199.031			199.031	13.932	10.317				24.249
	CCGT's	38.325	5.820.091	34.636		5.854.727	409.831					409.831
	Producción RECORE	136.489	8.973.718	-	4.479.879	13.453.597	941.752	-	-	-	5.515	947.266
	Cogeneración	15.801	1.158.178		848.487	2.006.666	140.467					140.467
	Solar Fotovoltaica	48.719	3.175.896		1.956.765	5.132.661	359.286					359.286
	Solar Termosolar	3.936	256.572		1.067.953	1.324.525	92.717					92.717
	Eólica	56.790	3.594.723		523	3.595.246	251.667					251.667
	Hidráulica	5.806	389.788		979	390.768	27.354				5.515	32.868
	Biomasa	3.874	283.945		204.004	487.949	34.156					34.156
	Residuos	1.542	113.003		20.764	133.767	9.364					9.364
	Tratamiento de Residuos	-	-		380.245	380.245	26.617					26.617
	Otras tecnologías renovables	22	1.613		158	1.771	124					124
Sistemas no peninsulares	Sistema balear	4.659	453.879		477.437	931.316	65.192	647	-	-	-	65.839
	Carbón	92	9.563		27.080	36.643	2.565	647				3.212
	Fuélleo	-	-		-	-	-					-
	Gasóleo	308	32.094		101.349	133.444	9.341					9.341
	Gas natural	3.390	352.961		314.114	667.075	46.695					46.695
	Producción RECORE	869	59.260		34.894	94.153	6.591					6.591
	Sistema canario	8.939	735.104		1.000.959	1.736.063	121.524	-	-	-	-	121.524
	Fuélleo	2.997	291.875		374.872	666.747	46.672					46.672
	Gasóleo	3.882	378.058		534.835	912.893	63.903					63.903
	Gas natural	-	-		-	-	-					-
	Diésel	90	8.749		25.012	33.762	2.363					2.363
	Hidroeólica	22	2.187		3.800	5.987	419					419
	Producción RECORE	1.947	54.234		62.440	116.674	8.167					8.167
	Ceuta y Melilla	403	36.030		67.128	103.158	7.221	-	-	-	-	7.221
	Fuélleo	390	35.061		60.483	95.544	6.688					6.688
	Gasóleo	1	116		6.613	6.730	471					471
	Producción RECORE	12	852		32	884	62					62
Consumo gas natural	Uso doméstico	142.743							77.019			77.019
	Uso industrial	29.838							69.764			69.764
Total		276.717	22.704.575	45.269	6.025.403	28.775.246	2.014.267	10.964	146.784	269.900	220.629	2.662.544

Fuente: CNMC

Cuadro II. 9. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2026

2026	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (Miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (Miles €)	Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)
Sistema peninsular	Producción convencional	124.835	11.232.312	45.094	-	11.277.406	789.418	1.239	-	269.900	184.432	1.244.990
	Hidráulica	32.833	2.314.873	10.633		2.325.505	162.785				184.432	347.217
	Nuclear	52.549	3.434.342			3.434.342	240.404			269.900		510.304
	Carbón	159	21.878			21.878	1.531	1.239				2.771
	CCGT'S	39.294	5.461.219	34.461		5.495.681	384.698					384.698
	Producción RECORE	149.762	9.113.633	-	5.767.608	14.496.851	1.014.780	-	-	-	6.063	1.020.843
	Cogeneración	15.824	1.061.489		683.000	1.744.489	122.114					122.114
	Solar Fotovoltaica	53.656	3.201.127		2.477.000	5.678.127	397.469					397.469
	Solar Termosolar	4.116	245.571		1.310.000	1.555.571	108.890					108.890
	Eólica	60.208	3.487.892		724.000	4.211.892	294.832					294.832
	Hidráulica	5.487	337.133		22.000	359.133	25.139				6.063	31.202
	Biomasa	4.053	271.908		223.608	495.516	34.686					34.686
	Residuos	1.447	97.041		10.000	107.041	7.493					7.493
	Tratamiento de Residuos	404	27.084		317.000	317.000	22.190					22.190
	Otras tecnologías renovables	4.566	384.390		1.000	28.084	1.966					1.966
Sistemas no peninsulares	Sistema balear	4.566	384.390		389.024	773.414	54.139	-	-	-	-	54.139
	Carbón	-	-		14.860	14.860	1.040	-				1.040
	Fuélóleo	-	-		-	-	-					-
	Gasóleo	254	23.506		84.067	107.573	7.530					7.530
	Gas natural	3.069	284.349		244.705	529.054	37.034					37.034
	Producción RECORE	1.243	76.535		45.392	121.927	8.535					8.535
	Sistema canario	9.303	638.137		1.237.902	1.876.039	131.322	-	-	-	-	131.322
	Fuélóleo	3.392	287.239		480.749	767.988	53.759					53.759
	Gasóleo	4.022	340.560		627.309	967.869	67.750					67.750
	Gas natural	-	-		-	-	-					-
	Diésel	100	8.483		30.353	38.837	2.719					2.719
	Hidroeléctrica	22	1.854		4.727	6.581	461					461
	Producción RECORE	1.766	-		94.763	94.763	6.633					6.633
	Ceuta y Melilla	305	24.304		47.659	71.964	5.037	-	-	-	-	5.037
Consumo gas natural	Fuélóleo	293	23.458		41.672	65.129	4.559					4.559
	Gasóleo	3	200		5.956	6.156	431					431
	Producción RECORE	10	646		32	678	47					47
Consumo gas natural	Producción RECORE	141.889							76.559			76.559
	Uso doméstico	31.747							74.229			74.229
Total		288.771	21.392.776	45.094	7.442.194	28.495.674	1.994.696	1.239	150.788	269.900	190.495	2.607.118

Fuente: CNMC

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2025 Y 2026

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2025 Y 2026

1. Retribución de las redes de transporte y distribución

A la fecha de elaboración de este informe, se encuentra en trámite de audiencia la Propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes de transporte y electricidad para el ejercicio 2026. En el Cuadro III.1 se presenta la mejor estimación que resultaría para los ejercicios 2023, 2024 y 2025 cuya retribución está pendiente de aprobación conforme a las metodologías establecidas en las Circulares 5/2019 y 6/2019, teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC y para el ejercicio 2026, conforme a las metodologías de las propuestas de Circular por las que se revisan las metodologías del transporte²¹ y la distribución²² para el siguiente periodo regulatorio. En el epígrafe 5 de la memoria que acompaña a la citada propuesta de Resolución se detallan las hipótesis de cálculo.

Cuadro III.1. Retribución del transporte y la distribución previstas para los ejercicios 2023 a 2026

Ejercicio	Retribución del transporte (miles de €)	Retribución de la distribución (miles de €)
2023	1.470.346	5.454.415
2024	1.215.748	5.644.163
2025	1.235.590	5.844.679
2026	1.326.674	5.627.081

Fuente: Propuesta de Resolución 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 2026 y memoria que le acompaña

²¹ Véase epígrafe 8.1 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Circular, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6205146.pdf>.

²² Véase epígrafe 7.1 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Circular, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6227784.pdf>.

En el Cuadro III. 2 se muestran los desvíos que resultarían para las actividades de transporte y distribución bajo el supuesto de que las correspondientes resoluciones fueran aprobadas con anterioridad a la realización de la liquidación 14/2025 y, por tanto, con impacto en la liquidación definitiva de 2025.

Cuadro III. 2. Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2025 y previsión de retribución de la Liquidación definitiva de 2025

	Previsión inicial 2025 (A)	Liquidación definitiva 2025 (B)	(B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Retribución ejercicio 2024 (A)	7.071.639	7.080.269	8.630	0,1%
Transporte	1.245.265	1.235.590	- 9.675	-0,8%
Distribución	5.826.374	5.844.679	18.305	0,3%
Desvíos de ejercicios anteriores () (B)	- 291.129	382.486	673.615	-231,4%
Transporte (1)	- 275.970	- 282.001	- 6.031	2,2%
Desvíos ejercicios 2016-2019	- 76.150			-100,0%
Desvíos ejercicio 2020	- 116.032		116.032	-100,0%
Desvíos ejercicio 2021	- 116.032		116.032	-100,0%
Desvíos ejercicio 2022	35.140		- 35.140	-100,0%
Desvíos ejercicio 2023	- 2.898	- 13.702	- 10.804	372,8%
Desvíos ejercicio 2024		- 268.300		n.a.
Distribución (2)	- 15.159	664.487	679.646	-4483,6%
Laminación desvíos 2016-2019		- 53.474	- 53.474	n.a.
Laminación impacto R2020		- 18.096	- 18.096	n.a.
STS retribución distribución 2016 de I-DE	151.743		- 151.743	-100,0%
Desvíos ejercicio 2021			-	n.a.
Desvíos ejercicio 2022		90.552	90.552	n.a.
Desvíos ejercicio 2023	- 166.901	227.879	394.780	-236,5%
Desvíos ejercicio 2024		417.627	417.627	n.a.
Total (A) + (B)	6.780.510	7.462.755	682.245	10,1%
Transporte	969.295	953.589	- 15.706	-1,6%
Distribución	5.811.215	6.509.166	697.951	12,0%

Fuente: Propuesta de Resolución 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 2026 y memoria que le acompaña

2. Retribución específica de las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, de cogeneración y residuos

En este epígrafe se recoge la previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos para la energía correspondiente a los años 2025 y 2026.

Adicionalmente, se aporta la información relativa a los ejercicios 2023 y 2024 de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW localizadas en Territorio No Peninsular (categoría B de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio).

2.1. Previsión para el cierre de 2025 y 2026

La previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el cierre de 2025 y para 2026, se han efectuado teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

Se muestra la estimación de la liquidación de la energía producida en cada año natural, según criterio 'de devengo', y no con los flujos de cobros y pagos (criterio 'de caja'). Es decir, los importes hacen referencia a los costes correspondientes a la retribución regulada percibida por las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del RD 413/2014 por la energía generada en los años 2025 y 2026, independientemente del momento en que se hagan efectivos los cobros y pagos reales. En consecuencia, no se tiene en cuenta la aplicación de un coeficiente de cobertura.

Respecto de la previsión de la retribución a la inversión para el cierre del año 2025, se ha tenido en consideración la Orden TED/741/2023, de 30 de junio, aplicable al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2023.

En cuanto a la estimación de retribución a la inversión y retribución a la operación para el año 2026 el nivel de incertidumbre es elevado ya que se trata de un ejercicio que pertenece a un nuevo periodo regulatorio para el que el MITERD publicará una Orden de parámetros completa actualizando todos los parámetros. En la previsión contenida en el presente informe se ha tenido en cuenta la información publicada el 11 de noviembre de 2025 sobre la propuesta de Orden

por la que se actualizan los parámetros²³, actualmente en fase de tramitación. En particular, las cifras publicadas en la Memoria del Análisis de Impacto Normativo sobre la Retribución a la inversión y a la operación para cada una de las tecnologías

En las previsiones relativas a la Retribución a la operación (Ro) para el ejercicio 2025 se ha tomado como base los últimos datos de liquidaciones reales, correspondientes a los tres primeros trimestres de dicho año, y se ha supuesto que las instalaciones cuya Ro depende esencialmente de los precios de los combustibles (fundamentalmente cogeneraciones y tratamiento de residuos) mantendrán en el cuarto trimestre una retribución similar a la del tercero.

La previsión de retribución específica para los territorios no peninsulares para el año 2026 se ha estimado en 140 millones de euros, cifra superior a la que figuraba en la Memoria acreditativa para la compensación presupuestaria del extracoste de 2026²⁴, debido a la actualización de la estimación a partir de la nueva información disponible.

Por último, al igual que en informes anteriores, en las siguientes tablas se muestra el dato de la potencia y energía únicamente de las instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

De acuerdo con todo lo anterior, se proporciona a continuación la correspondiente previsión tanto para el cierre del año 2025 como para el ejercicio 2026, con el detalle de los valores de potencia instalada, energía y retribución específica total (desglosada por retribución a la inversión y retribución a la operación), para el total nacional y por sistemas (para el peninsular y para cada uno de los no peninsulares):

²³ [Audiencia e información pública sobre la propuesta de Orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2026.](#)

²⁴ Memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los extracostes de producción de energía eléctrica en los SENP. 2026 (INF/DE/085/25), disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5908492.pdf>.

Cuadro III. 3. Previsión para el cierre de 2025 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2025 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	2.908	12.057	2	850	852
SOLAR FV	8.066	11.396	2.047	4	2.051
SOLAR TE	2.277	4.779	995	73	1.068
EOLICA	17.148	31.033	1	-	1
HIDRAULICA	722	2.010	1	-	1
BIOMASA	914	3.580	55	149	204
RESIDUOS	504	1.525	9	12	21
TRAT. RESIDUOS	523	2.938	5	375	380
OTRAS T. RENOV.	5	13	0	0	0
TOTAL	33.067	69.331	3.114	1.463	4.577

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2025 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	2.892	12.019	2	847	848
SOLAR FV	7.825	11.064	1.953	4	1.957
SOLAR TE	2.277	4.779	995	73	1.068
EOLICA	16.863	30.411	1	-	1
HIDRAULICA	722	2.010	1	-	1
BIOMASA	911	3.570	55	149	204
RESIDUOS	427	1.242	9	12	21
TRAT. RESIDUOS	523	2.938	5	375	380
OTRAS TEC. RENOV.	5	13	0	0	0
TOTAL	32.447	68.046	3.020	1.460	4.480

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2025 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	9	38	0	3	3
SOLAR FV	77	102	31	0	31
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	0	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	2	0	-	0
RESIDUOS	75	271	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	164	412	31,8	3,1	35

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2025 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6	-	-	-	-
SOLAR FV	163	231	62	0	62
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	284	622	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	1	8	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	454	860	62	0	62

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2025 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,07	0,03	-	0,032
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	12,70	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2	13	0,03	-	0,032

Fuente: CNMC

Cuadro III. 4. Previsión 2026 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2026 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	2.472	10.838	80	605	685
SOLAR FV	8.066	11.396	2.301	299	2.600
SOLAR TE	2.277	3.680	1.077	233	1.310
EOLICA	15.319	28.411	738	-	738
HIDRAULICA	667	2.010	22	-	22
BIOMASA	902	3.109	85	139	224
RESIDUOS	499	1.525	10	1	11
TRAT. RESIDUOS	523	2.939	15	302	317
OTRAS T. RENOV.	5	13	1	-	1
TOTAL	30.729	63.920	4.329	1.579	5.908

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2026 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	2.463	10.801	80	603	683
SOLAR FV	7.825	11.064	2.187	290	2.477
SOLAR TE	2.277	3.680	1.077	233	1.310
EOLICA	15.037	27.793	724	-	724
HIDRAULICA	667	2.010	22	-	22
BIOMASA	898	3.100	85	139	224
RESIDUOS	422	1.242	9	1	10
TRAT. RESIDUOS	523	2.939	15	302	317
OTRAS TEC. RENOV.	5	13	1	-	1
TOTAL	30.118	62.640	4.200	1.568	5.768

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2026 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	9	37	-	2	2
SOLAR FV	77	102	39	3	42
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	0	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	2	0	-	0
RESIDUOS	75	271	1	-	1
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	164	411	40	5	45

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2026 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	163	231	75	6	81
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	282	618	14	-	14
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	1	7	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	446	856	88,8	6	95

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2026 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,07	0,03	-	0,032
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	12,70	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2	13	0,03	-	0,032

Fuente: CNMC

2.2. Retribución específica de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular correspondientes a los ejercicios 2023 y 2024

En este epígrafe se detalla la Retribución de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular (TNP) correspondientes a los ejercicios 2023 y 2024, enmarcadas en la categoría B²⁵ de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio²⁶ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

A los efectos se han tenido en cuenta las liquidaciones mensuales provisionales a cuenta de la definitiva que realiza la CNMC en su calidad de organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico en virtud de su Circular 1/2017, de 8 de febrero de las instalaciones de la categoría B²⁷.

2.2.1. Año 2023

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2023 alcanzó los 1,34 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 100.416 miles €²⁸, de los cuales el 50% serán financiados con cargo PGE.

²⁵ «Dentro de esta categoría se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior [es decir, en la categoría A] que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.»

En particular, esta categoría B incluiría las instalaciones de producción a partir de energías renovables, cogeneración (hasta 15 MW) y residuos, sujetas en su caso a régimen retributivo específico, en aplicación de lo establecido en las disposiciones transitoria undécima y adicional décima del Real Decreto 738/2015.

²⁶ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

²⁷ Los datos de potencia y energía en esta categoría B corresponden a las instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

²⁸ Se hace notar que, con fecha 26 de noviembre de 2024, la SSR de la CNMC aprobó el pago del importe de 100.767 miles € en concepto de retribución específica de las instalaciones de generación ubicadas en los TNP correspondiente al ejercicio 2023 en la liquidación provisional N.º 15 de 2023 —de las aportaciones presupuestarias y de las actividades del sector eléctrico—, habiendo sido financiada el 50% de dicha retribución, esto es, 50.385.765,03 euros, con cargo a los PGE en virtud de lo dispuesto en la disposición

En el Cuadro III. 5 se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones en 2023, para el conjunto de los TNP y su desglose por sistemas.

Cuadro III. 5 Potencia instalada, energía generada y retribución específica de las instalaciones 'categoría B' en los territorios no peninsulares. Año 2023

Total SNP						
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada 2023 (GWh)	Retribucion inversion 2023 (M€)	Retribución operación 2023(M€)	Ajuste IVPEE 2023(M€)	Total retribución específica 2023 (M€)
COGENERACION	15	36	0	3	-	3
SOLAR FV	240	352	97	-	- 0	97
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	301	668	0	-	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	3	7	0	-	-	0
RESIDUOS	77	277	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	636	1.341	98	3	- 0	100

Balears						
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada 2023 (GWh)	Retribucion inversion 2023 (M€)	Retribución operación 2023(M€)	Ajuste IVPEE 2023(M€)	Total retribución específica 2023 (M€)
COGENERACION	6	36	0	3	-	3
SOLAR FV	77	109	32	-	- 0	32
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	4	1	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	0	-	-	0
RESIDUOS	75	266	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	164	414	33	3	- 0	35

adicional tercera de la ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.

Canarias						
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada 2023 (GWh)	Retribucion inversion 2023 (M€)	Retribución operación 2023(M€)	Ajuste IVPEE 2023(M€)	Total retribución específica 2023 (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-	-
SOLAR FV	163	242	65	-	- 0	65
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	297	667	0	-	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	1	7	-	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	469	916	65	-	- 0	65

Ceuta y Melilla						
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada 2023 (GWh)	Retribucion inversion 2023 (M€)	Retribución operación 2023(M€)	Ajuste IVPEE 2023(M€)	Total retribución específica 2023 (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	-	-	0,03
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	10,83	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2,23	10,90	0,03	-	-	0,03

Fuente: CNMC

2.2.2. Año 2024

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2024 alcanzó los 1,32 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 97,553 miles €²⁹, de los cuales el 50% serán financiados con cargo PGE.

²⁹ Se hace notar que, con fecha 24 de noviembre de 2025, el Pleno de la CNMC aprobó el pago del importe de 98.004 miles € en concepto de retribución específica de las instalaciones de generación ubicadas en los TNP correspondiente al ejercicio 2024 en la liquidación provisional N° 15 de 2024 —de las aportaciones presupuestarias y de las actividades del sector eléctrico—, habiendo sido financiada el 50% de dicha retribución, esto es, 49.002.905,03 euros, con cargo a los PGE en virtud de lo dispuesto en la disposición

En el Cuadro III. 6 se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones en 2024, para el conjunto de los TNP y su desglose por sistemas.

Cuadro III. 6 Potencia instalada, energía generada y retribución específica de las instalaciones 'categoría B' en los territorios no peninsulares. Año 2024

Total SNP					
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada 2024 (GWh)	Retribucion inversion 2024 (M€)	Retribución operacion 2024 (M€)	Total retribución específica 2024 (M€)
COGENERACION	15,66	36,67	0,06	2,74	2,80
SOLAR FV	240,28	339,83	96,11	- 1,73	94,38
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	296,26	633,33	0,01	- 0,00	0,00
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	3,40	5,95	0,39	- 0,02	0,37
RESIDUOS	76,97	302,63	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	632,56	1.318,41	96,57	0,98	97,55

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada 2024 (GWh)	Retribucion inversion 2024 (M€)	Retribución operacion 2024 (M€)	Total retribución específica 2024 (M€)
COGENERACION	7,27	36,67	0,06	2,74	2,80
SOLAR FV	77,49	108,06	31,76	- 0,57	31,19
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	3,66	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2,13	1,01	0,39	- 0,02	0,37
RESIDUOS	74,80	291,25	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	165,35	436,99	32,21	2,15	34,35

adicional tercera de la ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada 2024 (GWh)	Retribucion inversion 2024 (M€)	Retribución operacion 2024 (M€)	Total retribución específica 2024 (M€)
COGENERACION	8,38	-	-	-	-
SOLAR FV	162,73	231,70	64,32	- 1,16	63,16
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	292,61	633,33	0,01	- 0,00	0,00
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	1,27	4,94	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	464,99	869,96	64,33	- 1,16	63,17

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada 2024 (GWh)	Retribucion inversion 2024 (M€)	Retribución operacion 2024 (M€)	Total retribución específica 2024 (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,07	0,03	- 0,00	0,03
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	11,38	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,23	11,45	0,03	- 0,00	0,03

Fuente: CNMC

3. Retribución adicional de la producción en los sistemas no peninsulares

En este epígrafe se estiman los costes de generación de las instalaciones enmarcadas en la categoría A³⁰, de acuerdo con la clasificación establecida por

³⁰ «Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.»

el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio³¹ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) para los ejercicios 2023 al 2026, cuantificando la parte del extracoste de generación incurrido y previsto con incidencia, en su caso, en el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para el año 2026.

Al respecto, se realizan las siguientes consideraciones:

- Los datos del ejercicio 2023 se basan en las liquidaciones de despacho C6³² para el periodo enero-agosto que realiza el OS, así como en liquidaciones mensuales C5 a cuenta de la definitiva para el resto del año.
- Los importes del ejercicio 2024 han sido calculados con los valores de las liquidaciones mensuales C5 y C4 para los meses de enero a octubre, y para los meses de noviembre y diciembre, respectivamente.
- Los importes del ejercicio 2025 han sido calculados con los valores de las liquidaciones mensuales C3 realizadas por el OS para el periodo enero-julio, y con previsiones para el resto del año.
- Análogamente a lo señalado para la retribución específica, las previsiones del ejercicio 2026 no coinciden con las que figuran en el «Informe por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2026 al haberse actualizado la estimación realizada entonces con la mejor información disponible a la fecha de redacción de este documento.

En particular, esta categoría A incluiría los grupos de producción térmica convencional a partir de combustibles fósiles y la instalación hidro-eólica de Gorona del Viento, ubicada en la isla de El Hierro, en aplicación de lo establecido en las disposiciones transitorias quinta, sexta y undécima del Real Decreto 738/2015.

³¹ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

³² Ciⁱ, donde i es igual a 2, 3, 5, 6 etc. denota la secuencia de liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva. Las liquidaciones C2, C3 y C5 se corresponden respectivamente con las realizadas a los meses 'm+1', 'm+2' y 'm+10', donde 'm' es el mes de producción. Más allá de la C5 pueden recibirse liquidaciones adicionales (C6, C7, etc.) cuyas variaciones respecto a las anteriores no guarden relación con las sucesivas revisiones de las medidas eléctricas, sino, por ejemplo, con actualizaciones de los precios de combustibles reconocidos mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM.

3.1. Ejercicio 2023

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A' en b.c. en los TNP durante el año 2023 alcanzó los 11,40 TWh, con unos costes totales de generación de 2.797.643 miles € (costes fijos 360.480 miles € y costes variables 2.437.163 miles €), los cuales ya incluyen los precios definitivos de los combustibles para el ejercicio 2023 publicados en las Resoluciones de la DGPEM de fechas 21 de septiembre de 2023³³ y 28 de febrero³⁴, 28 de junio³⁵ y 19 de julio³⁶ de 2024.

El citado importe relativo a los costes variables (2.437.163 miles €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del RD 647/2020, además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A, la cuantía de la retribución por '*otros costes operativos (financiación del OS y peajes de acceso a las redes de transporte y distribución*³⁷)' definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como,

³³ Resolución de 21 de septiembre de 2023, de la [DGPEM], por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diésel oil, gasoil, y hulla en el primer semestre del año 2023 a aplicar en la liquidación de dicho período de los grupos generadores ubicados en los [TNP].

³⁴ Resolución de 28 de febrero de 2024, de la [DGPEM], por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diésel oil, gasoil y hulla en el segundo semestre del año 2023 a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los [TNP].

³⁵ Resolución de 28 de junio de 2024, de la [DGPEM], por la que se fijan los precios del combustible gas natural del año 2023 a aplicar en la liquidación de dicho ejercicio de los grupos generadores ubicados en los [TNP].

³⁶ Resolución de 19 de julio de 2024, de la [DGPEM], por la que se corrigen errores en la de 28 de junio de 2024.

³⁷ Los costes de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se refieren a aquellos que deben satisfacer los productores de las instalaciones categoría A por las compras de energía eléctrica para los consumos propios (servicios auxiliares) de sus centrales, todo ello de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, en desarrollo del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

De otro lado, se recuerda que la aplicación del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE) fue suspendida durante el ejercicio 2023 por el artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias

en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre. También contempla los costes de financiación de bono social eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en la Orden TED/81/2023, de 27 de enero³⁸.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones 'categoría A' en los TNP en el año 2023 alcanzan un total de 2.806.934 miles € (843.721 miles € correspondientes a Baleares, 1.860.185 miles € a Canarias y 103.028 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (1.264.798 miles €), e ii) ingresos por compensación extrapeninsular (1.542.136 miles €), los cuales se desglosan a su vez en 771.068 miles € a cargo de PGE y otros 771.068 miles € a cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC.

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un requerimiento de ingreso por 9.291 miles € (2.806.934 – 2.797.643 miles €), correspondiendo un importe de 4.646 miles € a devolver por los sujetos tanto a PGE como al sistema eléctrico, respectivamente.

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2023 asciende a 1.532.845 miles €, (394.866 miles € correspondientes a Baleares, 1.074.563 miles € a Canarias y 63.416 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.797.643 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 1.264.798 miles €. El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos— a cuenta de la liquidación definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

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.

³⁸ Orden TED/81/2023, de 27 de enero, por la se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a los que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, correspondiente al año 2023.

Cuadro III. 7 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2023

COMPENSACIÓN TNP DE 2023					
Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.915	7.110	378	11.403
Coste generación SNP (A)	miles €	846.911	1.847.590	103.142	2.797.643
Retribución costes fijos	miles €	140.490	191.597	28.393	360.480
Retribución costes variables (1)	miles €	706.421	1.655.993	74.749	2.437.163
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	452.045	773.027	39.726	1.264.798
Retribución adicional SNP (A) - (B)	miles €	394.866	1.074.563	63.416	1.532.845
Financiada con cargo a PGE (50% PGE)	miles €	197.433	537.282	31.708	766.423
Financiada con cargo a sector eléctrico (50% SE)	miles €	197.433	537.282	31.708	766.423
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	391.676	1.087.158	63.302	1.542.136
Con cargo a PGE	miles €	195.838	543.579	31.651	771.068
Con cargo al sector Eléctrico	miles €	195.838	543.579	31.651	771.068
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	- 3.190	12.595	- 114	9.291
Con cargo a PGE [(C PGE) - (50% PGE)]		- 1.595	6.298	- 57	4.646
Con cargo a sector eléctrico [(C SE) - (50% SE)]		- 1.595	6.298	- 57	4.646

(1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS, impuestos especiales, peaje de acceso a las redes y bono social.

Fuente: CNMC

3.2. Ejercicio 2024

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A' en b.c. en los TNP durante el año 2024 alcanzó los 11,02 TWh, con unos costes totales de generación de 2.766.048 miles € (costes fijos 363.632 miles € y costes variables 2.402.416 miles €), los cuales incluirían los precios definitivos de los combustibles aplicables al fuel oil, diésel oil, gasoil y hulla para el primer semestre del ejercicio 2024 —publicados mediante Resolución de la DGPEM de 2 de septiembre de 2024³⁹—, quedando pendiente la publicación del resto de combustibles y periodos.

³⁹ Resolución de 2 de septiembre de 2024, de la [DGPEM], por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diésel oil, gasoil y hulla en el primer semestre del

El importe relativo a los costes variables (2.402.416 miles €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del RD 647/2020, además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A, la cuantía de la retribución por *‘otros costes operativos (financiación del OS, peajes de acceso a las redes e impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE)⁴⁰’* definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre. También contempla los costes de financiación de bono social eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 45 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre⁴¹.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP en el año 2024 alcanzan un total de 2.762.886 miles € (803.269 miles € correspondientes a Baleares, 1.851.536 miles € a Canarias y 108.081 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (975.136 miles €), e ii) ingresos por compensación extrapeninsular (1.787.750 miles €), los cuales se desglosan en 893.875 miles € a cargo de PGE y otros 893.875 miles € a cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC.

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja una obligación de pago de 3.162 miles € (2.762.886 – 2.766.048 miles €) correspondiendo un importe de 1.581 miles € a pagar a los sujetos con cargo a PGE y al sistema eléctrico, respectivamente.

año 2024 a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los [TNP].

⁴⁰ El artículo 23 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, estableció la progresiva recuperación del IVPEE. En efecto, minora su base imponible en un 50% y 25% durante el primer y segundo trimestre de 2024, respectivamente, para aplicarlo a la totalidad de la base imponible del tercer trimestre en adelante.

⁴¹ El artículo 45 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía, establece los ‘Valores unitarios de aplicación para la financiación del bono social y coste de suministro de los consumidores a que hace referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondientes al año 2024’.

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2024 asciende a 1.790.912 miles €, (462.550 miles € correspondientes a Baleares, 1.250.898 miles € a Canarias y 77.464 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.766.048 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 975.136 miles €. El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos— a cuenta de la liquidación definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro III. 8 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2024

COMPENSACIÓN TNP DE 2024					
Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.638	7.012	378	11.028
Coste generación SNP (A)	miles €	804.531	1.853.338	108.179	2.766.048
Retribución costes fijos	miles €	140.461	195.470	27.701	363.632
Retribución costes variables (1)	miles €	664.070	1.657.868	80.478	2.402.416
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	341.981	602.440	30.715	975.136
Retribución adicional SNP (A) - (B)	miles €	462.550	1.250.898	77.464	1.790.912
Financiada con cargo a PGE (50% PGE)	miles €	231.275	625.449	38.732	895.456
Financiada con cargo a sector eléctrico (50% SE)	miles €	231.275	625.449	38.732	895.456
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	461.288	1.249.096	77.366	1.787.750
Con cargo a PGE	miles €	230.644	624.548	38.683	893.875
Con cargo al sector Eléctrico	miles €	230.644	624.548	38.683	893.875
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	- 1.262	- 1.802	- 98	- 3.162
Con cargo a PGE [(C PGE) - (50% PGE)]	miles €	- 631	- 901	- 49	- 1.581
Con cargo a sector eléctrico [(C SE) - (50% SE)]	miles €	- 631	- 901	- 49	- 1.581

(1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS, impuestos especiales, peaje de acceso a las redes, bono social e impuesto sobre el valor de la producción (7%).

Fuente: CNMC

3.3. Ejercicio 2025

En coherencia con las previsiones de la CNMC de la demanda en b.c y de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables,

cogeneración y residuos para el cierre del ejercicio 2025, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c a partir de instalaciones ‘categoría A’ en los TNP durante 2025 alcance los 11,17 TWh, cuantía ligeramente superior en 0,146 TWh a su homóloga en 2024.

Los costes totales de generación se estiman en 2.558.826 miles de € (costes fijos 368.764 miles € y costes variables 2.190.58 miles €), los cuales han sido determinados sobre la base de las liquidaciones mensuales e intermedias realizadas por el OS para el periodo enero-julio de 2025⁴² y las previsiones para el periodo agosto-diciembre de dicho año que figuran en el documento *«Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2025 y previsión de 2026 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla»* elaborado por el citado operador, una vez ajustada la demanda estimada por el OS a la estimada por la CNMC y teniendo en cuenta las variaciones experimentadas por los precios de los combustibles durante el segundo semestre (gas natural y resto de combustibles fósiles) y el precio de los derechos de emisión en el ejercicio 2025, con un promedio de 73,29 €/tCO₂ de acuerdo con la plataforma SENDECO2 para los meses de enero a septiembre, y tomando como referencia las cotizaciones a fecha 7 de octubre de 2025 en el mercado de futuros de la plataforma *European Energy Exchange* (EEX) para los meses restantes.

El importe relativo a los costes variables (2.190.058 miles €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del RD 647/2020, además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A, la cuantía de la retribución por los denominados ‘otros costes operativos (financiación del OS, peaje de acceso a las redes de transporte e IVPEE)’ definidos en el artículo 36 del RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón, de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre. También contempla los costes de financiación de bono social

⁴² Las liquidaciones mensuales e intermedias de enero a julio 2025 —facilitadas por REE en el marco de este expediente (septiembre 2025)— recogen los valores de las partidas que integran los costes variables totales de los grupos de generación en los TNP —esto es, los costes variables de generación, costes por financiación del OS, IVPEE, etc.—. Se ha desestimado contemplar las liquidaciones mensuales (C2) de agosto y septiembre de 2025 —recibidas con posterioridad y dentro del proceso liquidatorio de esta CNMC— por no contemplar el precitado desglose y complicar el cálculo final de la retribución adicional.

eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado undécimo de la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre⁴³.

Los ingresos obtenidos por las instalaciones 'categoría A' en los TNP en el año 2025 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzarían un total de 1.110.666 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 394.619 miles € correspondientes a Baleares, 680.870 miles € a Canarias y 35.177 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

La previsión de ingresos se ha elaborado teniendo en cuenta los pagos reales realizados por el OS en los tres primeros trimestres del año por la energía producida en esos meses. Adicionalmente, para el último trimestre, se ha considerado la demanda prevista por esta CNMC para esos meses y un PMP estimado igual a 79,90 €/MWh, el cual ha sido obtenido como el promedio de los precios del mercado diario para el mes de octubre, así como los precios base futuros publicados por OMIP a fecha 7 de octubre de 2025 para los días y meses restantes. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2024 (último año natural completo disponible), lo cual da lugar a precios de 119,29 €/MWh en Baleares, 109,03 €/MWh en Canarias y 103,06 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2025 asciende a 1.448.160 miles €, (442.543 miles € correspondientes a Baleares, 938.518 € a Canarias y 67.095 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.558.826 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 1.110.666 miles €.

El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos

⁴³ Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2025.

reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro III. 9 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2025

COMPENSACIÓN TNP DE 2025					
Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.791	6.992	391	11.174
Coste generación SNP (A)	miles €	837.162	1.619.388	102.272	2.558.822
Retribución costes fijos	miles €	138.824	199.391	30.549	368.764
Retribución costes variables (1)	miles €	698.338	1.419.997	71.723	2.190.058
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	394.619	680.870	35.177	1.110.666
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	442.543	938.518	67.095	1.448.156
Financiada por PGE	miles €	221.272	469.259	33.548	724.078
Financiada por sector eléctrico	miles €	221.272	469.259	33.548	724.078

(1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS, impuestos especiales, peaje de acceso a las redes, bono social e impuesto sobre el valor de la producción (7%).

Fuente: CNMC

3.4. Ejercicio 2026

La previsión de la retribución adicional para 2026 se ha calculado teniendo en cuenta los parámetros técnicos y económicos por instalación tipo establecidos para el periodo regulatorio 2020 -2025, dado que a fecha de elaboración del presente informe no ha sido publicada la correspondiente Orden por la que se actualizarán dichos parámetros para el tercer periodo 2026-2031.

Como se ha indicado, los valores mostrados a continuación no coinciden con los que figuran en el «Informe por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2025», porque a la fecha de elaboración de este documento se dispone de una mejor previsión de: i) la producción b.c. en los TNP, ii) los costes variables de generación (debido a las proyecciones de precios de los combustibles, así como de los derechos de emisión en los últimos meses) y iii) el PMP para ese ejercicio.

Adicionalmente, se ha incorporado el impacto económico de las medidas de emergencia a adoptar en Canarias —estimado en 190 M€ por la DGPEM con motivo de la propuesta de informe a los PGE 2026—, al que se refiere la Orden

TED/909/2025, de 7 de agosto⁴⁴ (Orden TED/909/2025), coste que la Comisión no pudo cuantificar en abril.

Se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones 'categoría A' en los TNP durante 2026 alcance los 11,15 TWh, cuantía ligeramente inferior a su homóloga en 2025, debido, entre otros aspectos, a un leve incremento de la programación del cable Península–Baleares respecto al ejercicio anterior, a la progresión del autoconsumo en Baleares y de la eólica en Canarias, así como a la entrada en explotación del cable Península-Ceuta en el segundo semestre de 2026.

Los costes totales de generación se estiman en 2.504.049 miles € (costes fijos 372.139 miles € y costes variables 2.131.910 miles €), los cuales consideran, tal y como se ha indicado previamente, el impacto de las citadas medidas de emergencia a adoptar en el sistema no peninsular canario.

El importe relativo a los costes variables (2.131.910 miles €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del RD 647/2020, además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A, la cuantía de la retribución por los denominados '*otros costes operativos (financiación del OS, peajes de acceso a las redes e IVPEE)*' definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015. Igualmente, contempla el coste de financiación del bono social eléctrico, calculado a partir del estimado por Endesa en el marco de elaboración de este informe, ajustado a la producción prevista por esta CNMC para 2026. No incluye el impuesto especial sobre el carbón que establece la Ley 38/1992, de 28 de diciembre ya que se ha estimado una producción nula para este combustible en el ejercicio.

En particular, la estimación de los costes variables de generación se basa en la estimación para el 2026 remitida por el OS en el marco de la elaboración de este informe durante el mes de septiembre, que figura en los documentos «*Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2025 y previsión de 2026 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla*», si bien estos costes han sido adaptados conforme a: i) la previsión de la demanda considerada por la CNMC —ligeramente superior a la contemplada por el OS— y considerando asimismo

⁴⁴ Orden TED/909/2025, de 7 de agosto, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro de energía eléctrica en las islas de Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura

las previsiones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, ii) las proyecciones de los precios del gas natural y de los hidrocarburos líquidos para el año 2026 a fecha 7 de octubre de 2025, y iii) el precio de los derechos de emisión para el ejercicio 2026, el cual ascendería a 81,05 €/tCO₂ de acuerdo con el mercado de futuros de la plataforma *European Energy Exchange* (EEX) también a fecha 7 de octubre de 2025.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones 'categoría A' en los TNP en el año 2026 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzarían un total de 969.650 miles €, los cuales se desglosarían por sistemas en 307.855 miles € correspondientes a Baleares, 638.137 miles € a Canarias y 23.658 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2026 es igual a 62,02 €/MWh, el cual se corresponde con el previsto en el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación año 2026 a fecha 7 de octubre de 2025. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2024, lo cual da lugar a precios de 92,64 €/MWh en Baleares, 84,67 €/MWh en Canarias y 80,03 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2026 ascendería a 1.534.399 miles €, (343.633 miles € correspondientes a Baleares, 1.143.139 miles € a Canarias y 47.627 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.504.049 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 969.650 miles €.

El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro III. 10 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2026

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.323	7.537	296	11.156
Coste generación SNP (A)	miles €	651.488	1.781.276	71.285	2.504.049
Retribución costes fijos	miles €	128.297	220.814	23.028	372.139
Retribución costes variables (1)	miles €	523.191	1.560.462	48.257	2.131.910
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	307.855	638.137	23.658	969.650
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	343.633	1.143.139	47.627	1.534.399
Financiada por PGE	miles €	171.817	571.570	23.814	767.200
Financiada por sector eléctrico	miles €	171.817	571.570	23.814	767.200

(1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS, impuestos especiales, peaje de acceso a las redes, bono social e impuesto sobre el valor de la producción (7%).

Fuente: CNMC

4. Cuotas

El importe correspondiente a la retribución de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear es el resultado de aplicar las tasas establecidas en la normativa vigente a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2025 y 2026 (véase Cuadro III. 11).

Cuadro III. 11 Previsión de cierre de 2025 y 2026 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear

	Previsión de cierre 2025		Previsión 2026	
	2025 (miles €)		2026 (miles €)	
Previsión de ingresos (1) (2)	10.483.456		10.682.867	

Concepto de coste	%	Importe cuotas (miles €)	%	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	15.725	0,150	16.024
2ª parte de combustible nuclear	0,001	105	0,001	107

(1) Se excluyen el impacto del mecanismo de compensación inter-TSO y los ingresos de las rentas de gestión de restricciones.

(2) La previsión de ingresos del ejercicio 2026 se corresponde con los ingresos necesarios para cubrir los costes de acceso previstos para el ejercicio, descontados los ingresos externos.

Fuente: CNMC

5. Anualidades para la financiación del déficit

5.1. Déficit 2013

De conformidad con lo establecido en el R.D. 1054/2014, de 12 de diciembre, *por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico en el año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores*, la anualidad para recuperar el derecho de cobro del Déficit 2013, es constante a lo largo del periodo 2015-2028, y asciende a 277.761,01 miles de euros. El tipo de interés es fijo a lo largo de dicho periodo y asciende al 2,195%.

5.2. Anualidad correspondiente a FADE

Hasta la fecha actual se han realizado, en total, 83 emisiones de FADE. Once de ellas en 2011 (de la 1ª a la 11ª), 18 en 2012 (de la 12ª a la 29ª), 16 en 2013 (de la 30ª a la 45ª), 3 en 2014 (de la 46ª a la 48ª), 7 en 2015 (de la 49ª a la 55ª), 12 en 2016 (de la 56ª a la 67ª), 8 en 2017 (de la 68ª a la 75ª), 4 en 2018 (de la 76ª a la 79ª), 3 en 2019 (de la 80ª a la 82ª) y 1 en 2020 (la 83ª). Las empresas eléctricas han cedido derechos de cobro a FADE como consecuencia de todas las emisiones hasta la 45ª (excepto en las emisiones 23ª, 24ª y parcialmente en la 31ª, 40ª y 45ª). Desde la emisión 46ª hasta la 83ª, el importe recaudado ha servido para refinanciar vencimientos de bonos emitidos por FADE.

En los años 2021, 2022, 2023, 2024 y hasta el 26 de septiembre de 2025, no se ha realizado ninguna nueva emisión de FADE.

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2025 de los derechos cedidos a FADE, se ha seguido el procedimiento establecido en el artículo 9.2.ii del R.D. 437/2010, de 9 de abril, *por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico*. Los intereses se calculan con el tipo de interés con el que se fijó la anualidad de 2024, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2024, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro III. 12 Importe pendiente de cobro a 31/12/2025 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2024 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses 2025 (€)	Anualidad 2025 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2025 (€)
1ª	179.703.346,83	3,792%	6.814.350,91	174.541.366,68	11.976.331,06
2ª	192.746.750,29	3,792%	7.308.956,77	174.444.512,38	25.611.194,69
3ª	207.182.619,08	3,792%	7.856.364,92	174.189.392,51	40.849.591,49
4ª	115.334.043,62	3,792%	4.373.466,93	87.355.605,97	32.351.904,58
5ª	218.174.932,35	3,792%	8.273.193,43	130.480.544,43	95.967.581,36
6ª	49.006.570,36	3,792%	1.858.329,15	27.358.031,36	23.506.868,15
7ª	14.912.893,06	3,792%	565.496,90	8.325.157,08	7.153.232,88
8ª	19.315.904,26	3,792%	732.459,09	10.567.433,41	9.480.929,94
9ª	15.317.779,78	3,792%	580.850,21	8.297.221,59	7.601.408,40
10ª	92.372.486,85	3,792%	3.502.764,70	49.304.712,11	46.570.539,44
11ª	23.706.680,35	3,792%	898.957,32	12.653.670,91	11.951.966,76
12ª	42.544.444,32	3,792%	1.613.285,33	21.556.852,16	22.600.877,49
13ª	38.493.849,62	3,792%	1.459.686,78	19.504.455,61	20.449.080,79
14ª	62.599.140,90	3,792%	2.373.759,42	31.573.128,81	33.399.771,52
15ª	28.224.054,32	3,792%	1.070.256,14	14.170.502,51	15.123.807,95
16ª	27.695.678,94	3,792%	1.050.220,15	13.905.220,12	14.840.678,97
17ª	34.375.928,35	3,792%	1.303.535,20	17.259.185,14	18.420.278,41
18ª	40.791.432,11	3,792%	1.546.811,11	20.387.367,82	21.950.875,39
19ª	100.888.667,82	3,792%	3.825.698,28	50.196.172,68	54.518.193,42
20ª	22.995.167,31	3,792%	871.976,74	11.441.021,22	12.426.122,84
21ª	21.911.100,43	3,792%	830.868,93	10.804.210,66	11.937.758,70
22ª	150.315.335,12	3,792%	5.699.957,51	73.139.723,17	82.875.569,45
25ª	17.814.538,90	3,792%	675.527,31	6.689.981,13	11.800.085,08
26ª	25.966.027,75	3,792%	984.631,77	9.686.973,94	17.263.685,59
27ª	412.361.370,54	3,792%	15.636.743,17	150.862.712,10	277.135.401,61
28ª	23.610.109,42	3,792%	895.295,35	8.582.547,92	15.922.856,85
29ª	38.500.918,57	3,792%	1.459.954,83	13.862.700,36	26.098.173,04
30ª	40.428.398,71	3,792%	1.533.044,88	14.465.272,16	27.496.171,43
31ª Cesión	169.981.449,74	3,792%	6.445.696,57	60.065.549,84	116.361.596,47
32ª	21.857.401,69	3,792%	828.832,67	7.560.014,34	15.126.220,02
33ª	42.288.443,64	3,792%	1.603.577,78	14.582.611,20	29.309.410,23
34ª	16.990.361,66	3,792%	644.274,51	5.858.901,79	11.775.734,38
35ª	24.266.657,38	3,792%	920.191,65	8.317.940,86	16.868.908,17
36ª	22.499.601,15	3,792%	853.184,88	7.576.376,77	15.776.409,25
37ª	383.448.073,72	3,792%	14.540.350,96	128.742.421,50	269.246.003,17
38ª	19.539.336,21	3,792%	740.931,63	6.465.900,29	13.814.367,55
39ª	474.533.669,65	3,792%	17.994.316,75	154.370.652,93	338.157.333,48
40ª Cesión	16.811.171,32	3,792%	637.479,62	5.438.177,77	12.010.473,17
41ª	590.766.534,21	3,792%	22.401.866,98	171.541.348,04	441.627.053,14
42ª	78.931.347,45	3,792%	2.993.076,70	22.750.338,74	59.174.085,40
43ª	132.373.641,91	3,792%	5.019.608,50	38.153.981,80	99.239.268,61
44ª	90.795.377,92	3,792%	3.442.960,73	26.169.901,70	68.068.436,95
45ª Cesión	331.997.373,61	3,792%	12.589.340,41	94.302.869,73	250.283.844,29
Total FADE	4.674.370.611,23	3,792%	177.252.133,58	2.097.502.663,24	2.754.120.081,56

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2026 aplicando la fórmula del artículo 10.1 del R.D. 437/2010, teniendo en cuenta el número de pagos anuales pendientes para la satisfacción del derecho

(que varía entre 0,07 años para la emisión 1ª y 2,85 años para la emisión 45ª), y el tipo de interés de actualización, que asciende al 5,706%, con la información disponible a fecha actual.

Este tipo de interés se calcula siguiendo la fórmula del artículo 8.2 del R.D. 437/2010, como la tasa interna de rendimiento (TIR) media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2025, incluidas comisiones, más un diferencial de 30 puntos básicos, y debe ser comunicado a la CNMC por parte de la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización en fecha 30 de noviembre de 2024, en los términos establecidos en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010.

El tipo de interés se ha calculado con los datos disponibles a fecha actual, teniendo en cuenta la amortización de bonos de fecha 17 de marzo de 2025 y 17 de septiembre de 2025. No hay previstas más amortizaciones de bonos en 2025.

La anualidad de FADE para 2026 se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro III.13. Anualidades provisionales para 2026 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2025 (€)	Tipo de interés (%)	Nº pagos anuales pendientes (31/12/2025)	Anualidad 2026 (€)
1ª	11.976.331,06	5,706%	0,07	12.024.166,93
2ª	25.611.194,69	5,706%	0,15	25.830.400,90
3ª	40.849.591,49	5,706%	0,24	41.409.002,13
4ª	32.351.904,58	5,706%	0,38	33.053.384,46
5ª	95.967.581,36	5,706%	0,76	100.129.273,10
6ª	23.506.868,15	5,706%	0,89	24.700.626,84
7ª	7.153.232,88	5,706%	0,89	7.516.498,37
8ª	9.480.929,94	5,706%	0,93	9.984.043,07
9ª	7.601.408,40	5,706%	0,95	8.013.457,95
10ª	46.570.539,44	5,706%	0,98	49.174.708,12
11ª	11.951.966,76	5,706%	0,98	12.620.306,40
12ª	22.600.877,49	5,706%	1,09	21.972.144,44
13ª	20.449.080,79	5,706%	1,09	19.880.208,50
14ª	33.399.771,52	5,706%	1,10	32.184.275,03
15ª	15.123.807,95	5,706%	1,11	14.446.091,52
16ª	14.840.678,97	5,706%	1,11	14.175.649,90
17ª	18.420.278,41	5,706%	1,11	17.594.843,09
18ª	21.950.875,39	5,706%	1,12	20.785.729,17
19ª	54.518.193,42	5,706%	1,13	51.181.581,32
20ª	12.426.122,84	5,706%	1,13	11.665.621,63
21ª	11.937.758,70	5,706%	1,15	11.018.287,46
22ª	82.875.569,45	5,706%	1,18	74.609.007,19
25ª	11.800.085,08	5,706%	1,86	6.865.902,64
26ª	17.263.685,59	5,706%	1,88	9.943.469,45
27ª	277.135.401,61	5,706%	1,94	154.939.721,88
28ª	15.922.856,85	5,706%	1,96	8.816.050,43
29ª	26.098.173,04	5,706%	1,99	14.243.642,64
30ª	27.496.171,43	5,706%	2,01	14.865.405,08
31ª Cesión	116.361.596,47	5,706%	2,05	61.748.915,47
32ª	15.126.220,02	5,706%	2,12	7.776.699,23
33ª	29.309.410,23	5,706%	2,13	15.001.903,12
34ª	11.775.734,38	5,706%	2,13	6.027.362,03
35ª	16.868.908,17	5,706%	2,15	8.558.617,60
36ª	15.776.409,25	5,706%	2,21	7.799.727,22
37ª	269.246.003,17	5,706%	2,22	132.549.424,11
38ª	13.814.367,55	5,706%	2,27	6.660.037,72
39ª	338.157.333,48	5,706%	2,33	159.089.692,53
40ª Cesión	12.010.473,17	5,706%	2,35	5.605.407,50
41ª	441.627.053,14	5,706%	2,76	177.453.776,20
42ª	59.174.085,40	5,706%	2,79	23.540.638,03
43ª	99.239.268,61	5,706%	2,79	39.479.371,50
44ª	68.068.436,95	5,706%	2,79	27.078.989,47
45ª Cesión	250.283.844,29	5,706%	2,85	97.629.929,62
Total FADE	2.754.120.081,56	5,706%	-	1.599.643.990,99

Fuente: CNMC

Esta anualidad estará sometida a los ajustes derivados de emisiones para refinanciación y amortizaciones de bonos que se produzcan durante el ejercicio 2026.

En los últimos años no se han realizado emisiones para refinanciación, debido al uso de la línea de crédito con el ICO que ha sido suficiente para cubrir desfases transitorios de tesorería. Esta línea de crédito ha sido renegociada y la previsión es seguir utilizándola hasta el final de la vida del fondo.

En ausencia de emisiones de refinanciación, los ajustes en la anualidad vienen dados por las amortizaciones de bonos que se producirán en 2026, las cuales son conocidas, en fecha e importe.

Aplicando la metodología indicada en el artículo 10 del R.D. 437/2010, en el apartado 1, que define el ajuste a realizar a la anualidad que percibe el Fondo en el ejercicio en curso, los ajustes serían:

- Un ajuste de – 2.376.918,81 € por la amortización de bonos que realizará FADE el 17/03/2026.
- Un ajuste de 1.293.229,15 € por la amortización de bonos que realizará FADE el 17/06/2026.
- Un ajuste de 7.328.600,35 € por la amortización de bonos que realizará FADE el 17/09/2026.
- Un ajuste de -217.613,21 € por la amortización de bonos que realizará FADE el 17/12/2026.

Por lo que, el ajuste previsto para 2026 sobre la anualidad de FADE, considerando las cuatro amortizaciones de bonos previstas para el 17/03/2026, el 17/6/2026, el 17/9/2026 y para el 17/12/2026, y sin que se produzca ninguna nueva emisión de refinanciación, ascendería a **6.027.297,48 €**. No obstante, se indica que, si hubiera nuevas emisiones de bonos para refinanciación, habría ajustes adicionales, al alza o a la baja, que se trasladarían a las liquidaciones del ejercicio en curso.

Con todo ello, y a efectos de asegurar la suficiencia de los cargos, se considera necesario que los cargos se dimensionen para financiar tanto la **anualidad FADE de 2026 de 1.599.643.990,99 €**, como la **estimación de ajustes en la anualidad de FADE de 6.027.297,48 €**:

Anualidad FADE	1.599.643.990,99 €
Estimación de ajustes en la anualidad de FADE	6.027.297,48 €

Ambos conceptos deben aparecer de forma separada en la Orden que establezca los cargos de 2026, igual que se hizo en la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, en relación con los cargos de 2025.

La anualidad de 1.599.643.990,99 €, de conformidad con el artículo 10.1 del R.D. 437/2010, de 9 de abril, *por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico*, se paga a FADE en las liquidaciones 1 a 14 de 2025 de conformidad con los porcentajes establecidos en el Anexo I de dicho R.D.

Únicamente a efectos de dimensionar que los cargos para que sean suficientes, se propone tener en cuenta la cantidad de 6.027.297,48 €, que se corresponde con los ajustes que se producirán en la anualidad de 2026 derivados de amortizaciones de bonos de FADE, cuya fecha e importe son conocidos a fecha actual, y en el supuesto de que no haya nuevas emisiones de refinanciación. Una vez que se produzcan estas amortizaciones, la CNMC procede a calcular un ajuste en la anualidad y a liquidar el mismo, en las liquidaciones restantes del ejercicio, de conformidad con lo establecido en el artículo 10 del R.D. 437/2010, de 9 de abril.

Pero este importe correspondiente a los ajustes en la anualidad no puede venir sumado a la propia anualidad, dado que no es una cantidad cierta, tiene distinta periodicidad de pago, y no se comienza a pagar desde la liquidación 1, sino después de que se realice cada amortización de bonos.

6. Saldo de los pagos por capacidad

De acuerdo con el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad para los años 2025 y 2026.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión 45,3 M€ y 45,1 M€ para los años 2025 y 2026, respectivamente (véase Cuadro III. 14).

A efectos del cobro del incentivo a la inversión se ha tenido en cuenta que en el ejercicio 2025 ninguna instalación pierde el derecho de cobro mientras que para 2026 se prevé que el grupo C.C Escatrón 2 pierda el derecho al cobro en el mes de octubre.

Cuadro III. 14 Derechos de cobro de los pagos por capacidad estimados para 2025 y 2026.

Pagos por capacidad (miles de €)	2025	2026
Incentivo inversión	45.269	45.094
Hidráulica	10.633	10.633
CCGT	34.636	34.461
Total	45.269	45.094

Fuente: CNMC y OS

Por otra parte, en el Cuadro III. 15 se muestra los ingresos de los pagos por capacidad para 2025 que se han calculado aplicando los precios de los pagos por capacidad establecidos en la Orden TED/1487/2024 a la demanda en consumo prevista para el sistema peninsular por la CNMC para 2025 una vez ha sido incrementada con los coeficientes de pérdidas estándares establecidos en la Circular 3/2020.

Cuadro III. 15 Ingresos procedentes de la aplicación de precios por los pagos por capacidad estimados para el ejercicio 2025.

	Demanda en consumo peninsular (MWh)	Demanda en b.c. peninsular (MWh)	Ingresos de los pagos por capacidad 2025 (miles €)
BAJA TENSION	101.744	119.227	33.138
2.0 TD	70.338	82.442	21.956
3.0 TD	31.281	36.640	11.135
3.0 TDVE	124	145	47
ALTA TENSION	114.047	120.334	13.304
6.1 TD	62.882	67.276	7.885
6.1 TDVE	60	64	8
6.2 TD	21.706	22.827	2.503
6.2 TDVE	1	1	0
6.3 TD	11.040	11.505	1.130
6.4 TD	18.358	18.661	1.778
TOTAL	215.791	239.561	46.442

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro III. 16 se muestra el desvío de los pagos por capacidad previsto para el cierre de 2025 y 2026. Por lo que se refiere a los ingresos de los pagos por capacidad para 2026, se estiman equivalentes al coste previsto para el ejercicio, conforme a la disposición final sexta del Real Decreto 148/2021, de

9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

Cuadro III. 16 Previsión del superávit/déficit de los pagos por capacidad para 2025 y 2026.

	2025	2026
Déficit (-)/ Superavit (+) Pagos por Capacidad (miles €) (A) - (B)	1.173	-
Ingresos Pagos por capacidad (A)	46.442	45.094
Coste Pagos por Capacidad (B)	45.269	45.094
Incentivo a la inversión	45.269	45.094

Fuente: CNMC

ANEXO IV. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS COSTES UNITARIOS PARA LA FINANCIACIÓN DEL BONO SOCIAL 2026

ANEXO IV. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS COSTES UNITARIOS PARA LA FINANCIACIÓN DEL BONO SOCIAL 2026

1. Antecedentes

El mecanismo de financiación del bono social y del coste del suministro eléctrico de otras medidas de protección para consumidores domésticos vulnerables se establece en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector, Eléctrico, y en su desarrollo reglamentario mediante el capítulo V del Real Decreto 897/2017. Este mecanismo, en su actual redacción, se encuentra vigente desde las modificaciones realizadas por el 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, y por el 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, una vez que la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo declaró la inaplicabilidad del régimen de financiación anterior.

Por otro lado, cabe destacar que el Real Decreto-ley 4/2024, de 26 de junio, por el que se prorrogan determinadas medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo y se adoptan medidas urgentes en materia fiscal, energética y social, incrementó los descuentos regulados en el artículo 6.3 del Real Decreto 897/2017 hasta el 35% y el 50% para consumidores vulnerables y vulnerables severos respectivamente. Asimismo, el Real Decreto-ley 1/2025, de 28 de enero, por el que se aprueban medidas urgentes en materia económica, de transporte, de Seguridad Social, y para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad prorrogó la reducción progresiva de los porcentajes extraordinarios de descuento de los que pueden disfrutar los consumidores vulnerables y vulnerables severos, aprobados en el contexto de crisis energética, hasta alcanzar el régimen permanente recogido en el citado artículo 6.3 a partir del 1 de enero de 2026.

Con fecha 16 de octubre de 2025 ha tenido entrada en el registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia oficio de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) solicitando propuesta a la que hace referencia el artículo 15 del Real Decreto 897/2017, con el objeto de determinar los valores que se deben aplicar para la financiación de las cantidades relativas al bono social, a la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión

social y el coste de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, para el año 2026. Asimismo, en el mismo oficio, se solicita información a efectos de elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2026.

Así, se indica que a los efectos de la realización de la presente propuesta de valores unitarios para la financiación del bono social 2026 se ha tenido en cuenta el escenario de demanda, ingresos y costes que se incluyen en este mismo informe elaborado en contestación a dicha solicitud.

2. Costes unitarios para la financiación del bono social

Conforme a la metodología de cálculo establecida en el artículo 15 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, en primer lugar, se hace necesario estimar la facturación por segmento de actividad, con objeto de determinar el porcentaje de reparto del coste del bono social, para, en una segunda etapa establecer el valor del coste unitario por segmento de actividad.

2.1. Previsión de la facturación por segmento de actividad

La facturación de la **actividad de producción** se corresponde con el valor de la producción previsto para el ejercicio 2026, a efectos de la determinación de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012, cuyas hipótesis de cálculo se detallan en el Anexo II de este informe y el resultado se resume en el siguiente cuadro.

Cuadro IV.1. Facturación prevista para la actividad de producción para 2026

Demanda generada (GWh) (A)	288.771
Valor de la producción (miles de €) (B)+(C)+(D)+(E)	28.879.877
Ingresos del mercado (B)	21.392.776
Retribución adicional sistemas no peninsulares (C)	1.534.399
Retribución RECORE (D)	5.907.608
Peninsular	5.767.608
Sistemas no peninsulares	140.000
Pagos por capacidad (E)	45.094
Precio medio final mercado (€/MWh) (B)/(A)	74,08

Fuente: CNMC

La **facturación de transporte y distribución** se corresponde con la retribución prevista para el ejercicio en la propuesta de Resolución por la que se establecen

los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para 2026 (véase Cuadro IV.2).

Cuadro IV.2. Facturación prevista para las actividades de transporte y distribución para 2026

Facturación (miles €)	Transporte	Distribución
Retribución prevista para el ejercicio	1.326.674	5.627.081

Fuente: CNMC

A efectos de establecer la **facturación de comercializadores y consumidores directos**, se ha considerado la demanda en consumo prevista para el ejercicio 2026 (235.586 GWh), según se detalla en el epígrafe 2.1.2 de este informe.

La demanda en consumo se desagrega entre comercializadores y consumidores directos, con base en la energía consumida por los consumidores directos en mercado en 2024. En particular, a la energía consumida por los consumidores directos en mercado en 2024⁴⁵ se le aplican las variaciones de demanda por peaje de acceso previstas para los ejercicios 2025 y 2026 en los epígrafes 2.1.1 y 2.1.2 de este informe. Adicionalmente, dado que las Administraciones Públicas no son sujetos obligados a la financiación del coste del bono social, se descuentan los consumos previstos de los consumidores directos a mercado que son Administraciones Públicas, estimados de igual manera (véase Cuadro IV.3).

Cuadro IV.3. Desagregación de la demanda en consumo prevista para 2026 entre comercializadores y consumidores directos

Demanda en consumo (GWh)	235.586
Suministrada por comercializadores	228.702
Consumidores directos	6.884
Consumidores directos, excuidas las AAPP	6.769

Fuente: CNMC

⁴⁵ Según los valores de medidas de consumos de aportados por REE.

La desagregación de la demanda por peaje de acceso resulta de restar a la demanda prevista para el ejercicio, la demanda de los consumidores directos, excluidas las AA.PP. (véase Cuadro IV.4).

Cuadro IV.4. Previsión de la demanda en consumo para 2026 de comercializadores y consumidores directos, excluidas Administraciones Públicas, desagregada por peaje de acceso

Peaje de acceso	Demanda suministrada por comercializadores (GWh)	Demanda consumidores directos, excluidas las AAPP (GWh)
2.0 TD	77.815	1
3.0 TD	35.433	91
3.0 TDVE	249	-
6.1 TD	66.864	1.954
6.1 TDVE	155	-
6.2 TD	21.169	1.374
6.2 TDVE	8	-
6.3 TD	9.575	1.808
6.4 TD	17.434	1.541
Total	228.702	6.769

Fuente: CNMC

La **facturación para la actividad de comercialización** resulta de la agregación de la facturación por energía y la facturación de acceso.

En el caso de la energía suministrada por los comercializadores, la facturación por energía resulta de aplicar a la energía prevista para cada grupo tarifario los precios que se muestran en el Cuadro IV.5. Al respecto se indica que, el precio medio del mercado final se corresponde con el precio medio de mercado previsto para 2026 a efectos de la determinación del impuesto sobre el valor de la producción (véase Cuadro IV.1).

Cuadro IV.5. Estimación del precio del coste de la energía en consumo para 2026, desagregado por peaje de acceso para la comercialización

Peaje de acceso	Precio medio mercado (€/MWh)	Apuntamiento (1)	Pagos por capacidad (2) (€/MWh)	FEE (3) (€/MWh)	Financiación OS (4) (€/MWh)	Financiación OM (5) (€/MWh)	Pérdidas medias (6)	Margen (7) (€/MWh)	Precio medio en consumo (8) (€/MWh)
2.0 TD	74,08	1,014	0,2678464	1,520535	0,16853	0,04096	0,1721	33,8	125,56
3.0 TD	74,08	1,004	0,3051858	1,520535	0,16853	0,04096	0,1714	16,1	106,97
3.0 TDVE	74,08	1,004	0,3250467	1,520535	0,16853	0,04096	0,1706	16,1	106,94
6.1 TD	74,08	1,042	0,1178925	1,520535	0,16853	0,04096	0,0699	1,6	87,46
6.1 TDVE	74,08	1,042	0,1265792	1,520535	0,16853	0,04096	0,0695	1,6	87,43
6.2 TD	74,08	0,979	0,1097808	1,520535	0,16853	0,04096	0,0517	1,6	81,00
6.2 TDVE	74,08	0,979	0,1257997	1,520535	0,16853	0,04096	0,0515	1,6	81,00
6.3 TD	74,08	0,977	0,0985966	1,520535	0,16853	0,04096	0,0421	1,6	80,11
6.4 TD	74,08	0,986	0,0953882	1,520535	0,16853	0,04096	0,0165	1,6	78,86

Notas:

- (1) Apuntamientos calculados para el informe [CNS/DE/595/22](#)
- (2) Resultado de aplicar los Pagos por capacidad de la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2025.
- (3) Valor del Fondo de Eficiencia Energética (FEE) correspondiente al PVPC publicado en la Orden TED/197/2025, de 26 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de ahorro energético, el cumplimiento mediante Certificados de Ahorro Energético y la aportación mínima al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para el año 2025.
- (4) Valor de financiación del OS publicado en la Resolución de 12 de diciembre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la cuantía de retribución del operador del sistema eléctrico para 2025 y los precios a repercutir a los agentes para su financiación.
- (5) Valor de financiación del OM de la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre.
- (6) Pérdidas medias calculadas como el promedio de las pérdidas estándares por periodo, ponderado por la energía del periodo a la previsión de las variables de facturación para 2026.
- (7) Margen estimado en los Informes de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad, calculados para el informe [CNS/DE/595/22](#)
- (8) El precio medio en consumo incluye la tasa de ocupación de la vía pública (TOVP) del 1,5% y se ha calculado como: (precio mercado x apuntamiento + Pagos por capacidad + FEE + Financiación OS + Financiación OM) x (1 + Pérdidas) x (1 + TOVP/(1-TOVP))+Margen

Fuente: CNMC

La facturación de acceso resulta de aplicar a la demanda suministrada por los comercializadores el precio medio de la facturación por peajes y cargos que resulta de aplicar los precios de la propuesta de Resolución de peajes para 2026 y el precio de los cargos de 2025, teniendo en cuenta el escenario de ingresos y costes previstos para el ejercicio 2026 en este informe.

En el Cuadro IV.6 se presenta la facturación de la actividad de comercialización prevista para el ejercicio 2026 resultado de aplicar a la demanda suministrada

por los comercializadores el precio medio de la energía y de la facturación de peajes y cargos.

Cuadro IV.6. Previsión de facturación de la actividad de comercialización para 2026 por peaje de acceso

Peaje de acceso	Demanda en consumo (GWh)	Precio medio de la energía en consumo (€/MWh)	Precio medio peajes y cargos (€/MWh)	Facturación (miles €)
2.0 TD	77.815	125,56	81,01	16.074.490
3.0 TD	35.433	106,97	41,78	5.270.855
3.0 TDVE	249	106,94	66,44	43.170
6.1 TD	66.864	87,46	27,83	7.708.785
6.1 TDVE	155	87,43	68,85	24.224
6.2 TD	21.169	81,00	13,95	2.010.004
6.2 TDVE	8	81,00	53,37	1.075
6.3 TD	9.575	80,11	9,30	856.100
6.4 TD	17.434	78,86	5,73	1.474.757
Total				33.463.460

Fuente: CNMC

La **facturación de los consumidores directos** resulta de aplicar al consumo previsto por grupo tarifario los precios detallados en el Cuadro IV.7.

Cuadro IV.7. Estimación del precio del coste de la energía en consumo para 2026, desgregado por peaje de acceso para los consumidores directos

Peaje de acceso	Precio medio mercado (€/MWh)	Apuntamiento (1)	Pagos por capacidad (2) (€/MWh)	Financiación OS (3) (€/MWh)	Financiación OM (4) (€/MWh)	Pérdidas medias (5)	Precio medio en consumo (6) (€/MWh)
2.0 TD	74,08	1,014	0,2678464	0,16853	0,04096	0,1721	88,61
3.0 TD	74,08	1,004	0,3051858	0,16853	0,04096	0,1714	87,73
3.0 TDVE	74,08	1,004	0,3250467	0,16853	0,04096	0,1706	87,69
6.1 TD	74,08	1,042	0,1178925	0,16853	0,04096	0,0699	82,94
6.1 TDVE	74,08	1,042	0,1265792	0,16853	0,04096	0,0695	82,92
6.2 TD	74,08	0,979	0,1097808	0,16853	0,04096	0,0517	76,61
6.2 TDVE	74,08	0,979	0,1257997	0,16853	0,04096	0,0515	76,61
6.3 TD	74,08	0,977	0,0985966	0,16853	0,04096	0,0421	75,74
6.4 TD	74,08	0,986	0,0953882	0,16853	0,04096	0,0165	74,56

Notas:

- (1) Apuntamientos calculados para el informe [CNS/DE/595/22](#)
- (2) Resultado de aplicar los Pagos por capacidad de la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del

suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2025.

- (3) Valor de financiación del OS publicado en la Resolución de 12 de diciembre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la cuantía de retribución del operador del sistema eléctrico para 2025 y los precios a repercutir a los agentes para su financiación.
- (4) Valor de financiación del OM de la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre.
- (5) Pérdidas medias calculadas como el promedio de las pérdidas estándares por periodo, ponderado por la energía del periodo a la previsión de las variables de facturación para 2026.
- (6) El precio medio en consumo se ha calculado como: $(\text{precio mercado} \times \text{apuntamiento} + \text{Pagos por capacidad} + \text{Financiación OS} + \text{Financiación OM}) \times (1 + \text{Pérdidas})$

Fuente: CNMC

**Cuadro IV.8. Previsión de facturación de la actividad de consumidores directos para 2026
(excluidas Administraciones Públicas)**

Peaje de acceso	Demanda en consumo (GWh)	Precio medio de la energía en consumo (€/MWh)	Facturación (miles €)
2.0 TD	1	88,61	89
3.0 TD	91	87,73	7.983
3.0 TDVE	-	87,69	-
6.1 TD	1.954	82,94	162.067
6.1 TDVE	-	82,92	-
6.2 TD	1.374	76,61	105.261
6.2 TDVE	-	76,61	-
6.3 TD	1.808	75,74	136.946
6.4 TD	1.541	74,56	114.896
Total			527.242

Fuente: CNMC

La previsión de facturación antes de impuestos y el reparto de la financiación para el año 2026 por segmento de actividad, calculado como la relación entre el valor de la facturación anual agregada de cada actividad y las facturaciones anuales agregadas de todas las actividades, se detallan en el cuadro siguiente.

Cuadro IV.9. Facturación estimada y reparto de la financiación por segmento de actividad para el año 2026

Segmento de actividad	Previsión de facturación (miles €)	Reparto (%)
Producción	28.879.877	41,36%
Transporte	1.326.674	1,90%
Distribución	5.627.081	8,06%
Comercialización	33.463.460	47,93%
Consumidores Directos	527.242	0,76%
Total	69.824.334	100,00%

Fuente: CNMC

2.2. Determinación de los valores unitarios

Una vez fijado el porcentaje de reparto correspondiente a cada actividad, se deben calcular los valores unitarios a aplicar correspondientes a los productores, sujetos titulares de instalaciones de transporte, distribuidores, comercializadores y consumidores directos en mercado, según se define en el artículo 15 del Real Decreto 897/2017.

El coste del bono social previsto para el cierre del ejercicio 2026, según se detalla en el epígrafe 3.2 de este informe, asciende a 371,3 M€. Adicionalmente, deberán incorporarse en el coste los saldos de ejercicios anteriores.

A los efectos se han considerado las diferencias reales registradas entre los derechos de cobro y los importes a aportar por las empresas financiadoras hasta la liquidación 9/2025, detalladas en el Cuadro IV.10, y se han estimado las que resultarían para las liquidaciones pendientes.

Cuadro IV.10. Diferencias entre los derechos de cobro de las COR y los importes a aportar por las empresas financiadoras de cada liquidación del bono social de los ejercicios 2022, 2023, 2024 y 2025

Liquidación	Derecho de cobro COR (€) (A)	Importes a pagar Financiadoras (€) (B)	Diferencia (€) (B) - (A)
Liquidación 04/2022	47.917.575,53	53.611.011,40	5.693.435,87
Liquidación 05/2022	42.794.192,53	53.945.699,76	11.151.507,23
Liquidación 06/2022	40.177.698,17	55.107.012,21	14.929.314,04
Liquidación 07/2022	46.314.918,14	72.219.556,11	25.904.637,97
Liquidación 08/2022	47.189.895,87	70.640.930,71	23.451.034,84
Liquidación 09/2022	50.462.084,60	68.656.914,62	18.194.830,02
Liquidación 10/2022	35.881.704,18	66.423.366,91	30.541.662,73
Liquidación 11/2022	58.739.488,15	65.973.336,63	7.233.848,48
Liquidación 12/2022	49.535.558,73	66.777.514,15	17.241.955,42
Regularización 13/2022	0	-204.531,27	-204.531,27
Liquidación 01/2023	38.764.184,33	74.480.605,93	35.716.421,60
Liquidación 02/2023	36.725.260,38	71.386.441,35	34.661.180,97
Cobros COR por BS 1 dic. 2021 a 31 marzo 2022	197.739.422,73	0	-197.739.422,73
Liquidación 03/2023	51.519.198,27	74.721.267,21	23.202.068,94
Liquidación 04/2023	34.701.796,96	71.065.025,98	36.363.229,02
Liquidación 05/2023	33.511.586,43	71.244.899,53	37.733.313,10
Liquidación 06/2023	33.255.616,97	70.773.150,55	37.517.533,58
Liquidación 07/2023	41.609.994,27	74.347.203,02	32.737.208,75
Liquidación 08/2023	41.199.571,20	74.036.567,71	32.836.996,51
Liquidación 09/2023	42.211.771,39	69.852.702,64	27.640.931,25
Liquidación 10/2023	41.330.200,03	70.112.853,02	28.782.652,99
Liquidación 11/2023	39.249.869,74	71.274.657,24	32.024.787,50
Liquidación 12/2023	40.635.029,31	72.786.056,76	32.151.027,45
Liquidación 01/2024	45.350.053,72	12.451.125,11	-32.898.928,61
Liquidación 02/2024	42.712.344,22	12.104.245,55	-30.608.098,67
Liquidación 03/2024	32.200.407,35	12.145.817,63	-20.054.589,72
Liquidación 04/2024	19.762.411,49	11.910.386,08	-7.852.025,41
Liquidación 05/2024	43.241.711,15	12.000.912,83	-31.240.798,32
Liquidación 06/2024	33.074.039,52	12.040.979,99	-21.033.059,53
Liquidación 07/2024	35.352.015,53	12.568.218,34	-22.783.797,19
Liquidación 08/2024	43.947.964,65	12.464.789,26	-31.483.175,39
Liquidación 09/2024	42.318.866,44	12.134.059,18	-30.184.807,26
Liquidación 10/2024	37.280.276,06	12.081.149,73	-25.199.126,33
Regularización 13/2023	0	-521.381,66	-521.381,66
Liquidación 11/2024	40.541.050,68	11.793.381,34	-28.747.669,34
Liquidación 12/2024	45.832.716,79	12.316.818,26	-33.515.898,53
Liquidación 1/2025	49.859.231,51	25.092.585,22	-24.766.646,29
Liquidación Apartado 12 Orden TED/1487/2024	557.768,72	0	-557.768,72
Liquidación 2/2025	42.989.408,02	23.895.498,07	-19.093.909,95
Liquidación 3/2025	36.808.515,70	24.947.230,64	-11.861.285,06
Liquidación 4/2025	29.704.026,17	23.424.909,95	-6.279.116,22
Liquidación 5/2025	30.619.702,03	23.748.250,20	-6.871.451,83
Liquidación 6/2025	29.220.113,24	24.679.068,29	-4.541.044,95
Liquidación 7/2025	34.571.979,28	25.653.774,66	-8.918.204,62
Liquidación 8/2025	30.828.105,87	24.925.888,31	-5.902.217,56
Liquidación 9/2025	27.536.803,47	24.131.210,71	-3.405.592,76
Total	1.865.776.129,52	1.805.221.159,86	-60.554.969,66

Fuente: CNMC

En particular, se ha estimado que las liquidaciones 10 a 12 serán equivalentes al promedio de las diferencias registradas en las liquidaciones 7 a 9 de 2025, en las que se aplican los mismos porcentajes de descuento.

Finalmente, se considera la deuda existente por parte de los sujetos obligados hasta la liquidación 8/2025⁴⁶.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro IV.11 se refleja la previsión del saldo generado hasta el ejercicio 2025, que debe considerarse en la estimación del coste del bono social para el año 2026.

Cuadro IV.11. Saldo total generado para el año 2026

Concepto	Diferencias acumuladas (miles €)
Liquidaciones 4/2022 a 9/2025	-60.554,97
Estimación liquidaciones 10/2025 a 12/2025	-18.226,01
Deuda de los sujetos obligados, hasta liquidación 8/2025	-1.270,18
Total	-80.051,17

Fuente: CNMC

Por tanto, el coste de la financiación del bono social para el año 2026, sumado el déficit de ejercicios anteriores asciende a 451,3 M€ (véase Cuadro IV.12).

Cuadro IV.12. Estimación coste del bono social en el año 2026, teniendo en cuenta el déficit generado en ejercicios anteriores

Coste del bono social a financiar (miles €) (A) - (B)	451.335
Estimación coste bono social 2026 (A)	371.284
Saldos de ejercicios anteriores (B)	-80.051
Liquidaciones 4/2022 a 9/2025	-60.555
Estimación liquidaciones 10/2025 a 12/2025	-18.226
Deuda de los sujetos obligados, hasta liquidación 8/2025	-1.270

Fuente: CNMC

⁴⁶ La liquidación 9/2025 está en curso en el momento de redacción de este informe.

Una vez determinado este coste, se deben determinar las cuantías que corresponde financiar a cada actividad teniendo en cuenta los porcentajes de reparto calculados en el apartado anterior.

Cuadro IV.13. Cantidades previstas a financiar por cada segmento de actividad para la financiación del bono social para el año 2026

Segmento de actividad	Financiación bono social (%)	Financiación bono social (miles €)
Producción	41,36%	186.675,55
Transporte	1,90%	8.575,44
Distribución	8,06%	36.372,68
Comercialización	47,93%	216.303,20
Consumidores Directos	0,76%	3.408,02
Total	100,00%	451.334,88

Fuente: CNMC

Finalmente, determinadas las cantidades previstas a financiar por cada segmento de actividad, se deben calcular los valores unitarios según se define en el artículo 15 del Real Decreto 897/2017.

- **Productores de energía eléctrica:** el valor unitario, en €/MWh, se calcula como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los productores de energía eléctrica y la energía total estimada producida.

Cuadro IV.14. Valor unitario de la actividad de producción de energía eléctrica para la financiación del bono social en el año de 2026

Financiación bono social (%)	Energía producida (GWh)	Financiación bono social (miles €)	Valor unitario (€/MWh)
41,36%	288.771	186.675,55	0,646448

Fuente: CNMC

- **Sujetos titulares de instalaciones transporte de energía eléctrica:** el valor unitario, en €/€ retribuido, se calcula como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los sujetos con instalaciones de transporte y la cantidad total retribuida a los sujetos titulares de instalaciones de transporte en activo que conste en la última disposición de retribución al transporte aprobada. A la

fecha de elaboración del informe, la última disposición publicada es la Resolución de 12 de marzo de 2025, 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 2022.

Cuadro IV.15. Valor unitario de la actividad de transporte de energía eléctrica para la financiación del bono social en el año de 2026

Financiación bono social (%)	Retribución (miles €)	Financiación bono social (miles €)	Valor unitario (€/€ retribuido)
1,90%	1.490.221	8.575,44	0,005754

Fuente: CNMC

- **Distribuidores de energía eléctrica:** el valor unitario, en €/CUPS, es calculado como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los distribuidores de energía eléctrica calculada y el número total de CUPS estimados conectados a las redes de distribución. Se toma como estimación de número de CUPS el incluido en el apartado 2.1.2 relativo a la previsión de las variables de facturación para 2026 de este informe.

Cuadro IV.16. Valor unitario de la actividad de distribución de energía eléctrica para la financiación del bono social en el año 2026

Financiación bono social (%)	CUPS	Financiación bono social (miles €)	Valor unitario (€/CUPS)
8,06%	31.111.244	36.372,68	1,169117

Fuente: CNMC

- **Comercializadores de energía eléctrica:** el valor unitario, en €/CUPS, es calculado como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los comercializadores de energía eléctrica calculada y el número total estimado de puntos de suministro (CUPS). Se toma el número de CUPS indicado anteriormente, considerando que el 99,99% de ellos son suministrados por comercializadores.

Cuadro IV.17. Valor unitario de la actividad de comercialización para la financiación del bono social en el año 2026

Financiación bono social (%)	CUPS	Financiación bono social (miles €)	Valor unitario (€/CUPS)
47,93%	31.108.133	216.303,20	6,953268

Fuente: CNMC

- **Consumidores directos en mercado:** el valor unitario, en €/MWh, es calculado como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los consumidores directos en mercado y la energía total estimada consumida por los mismos.

Cuadro IV.18. Valor unitario de la actividad de consumidores directos para la financiación del bono social en el año 2026

Financiación bono social (%)	Energía consumida (GWh)	Financiación bono social (miles €)	Valor unitario (€/MWh)
0,76%	6.769	3.408,02	0,503475

Fuente: CNMC