

**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 2025**

INF/DE/167/24

15 de noviembre de 2024

www.cnmc.es

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. OBJETO	6
2. PREVISIONES DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN, INGRESOS Y COSTES PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2024 Y 2025.....	7
2.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2024 y 2025.....	7
2.1.1. Previsión de cierre 2024	7
2.1.2. Previsión 2025	11
2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2024 y 2025	16
2.2.1. Previsión de cierre 2024	17
2.2.2. Previsión 2025	22
2.3. Previsión de los costes regulados para el cierre de 2024 y 2025	24
2.3.1. Previsión de liquidación definitiva 2023	25
2.3.2. Previsión de cierre 2024	29
2.3.3. Previsión 2025	34
3. SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO	35
3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC	35
3.2. Información relativa a los consumidores a los que se les aplica bono social.....	38
3.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio.....	42
4. OTRA INFORMACIÓN	42
4.1. Información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas	42
4.2. Balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos horarios	45
ANEXO I. INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2024 Y 2025 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA.....	46
ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO₂ PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2024 Y 2025.....	49

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2024 Y 2025.....	59
ANEXO IV. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2023	91

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2023, 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 2024.	8
Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2024 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 2024. 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 2024.....	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 2024.....	11
Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2025	12
Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2024 y 2025 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 2024 y 2025. 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 2025	15
Cuadro 10. Previsión del número de suministros, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida para 2025.....	15
Cuadro 11. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2024	18

Cuadro 12. Ingresos totales de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2024.....	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 2024.....	20
Cuadro 14. Ingresos totales registrados en 2023 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2024.....	21
Cuadro 15. Ingresos de acceso previstos para 2025 a los peajes de la Propuesta de Resolución de 2025 y a los cargos de la Orden TED/113/2024.....	22
Cuadro 16. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2024 y 2025.....	23
Cuadro 17. Ingresos externos a peajes para el cierre de 2024 y 2025.....	24
Cuadro 18. Resultado de la liquidación definitiva de 2023.....	27
Cuadro 19. Desagregación de los desvíos registrados en la Liquidación definitiva de 2023 entre transporte, distribución y cargos	29
Cuadro 20. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2024 y los costes previstos en la Resolución de 21 de diciembre de 2023 y en la Orden TED/113/2024.	30
Cuadro 21. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2024.....	33
Cuadro 22. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2024 y 2025.....	35
Cuadro 23. Nº de suministros, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos suministrados por CUR con potencia contratada igual o inferior a 15 kW.....	37
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. 40	
Cuadro 25. 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 y 2024	41
Cuadro 26. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2022.....	43

Cuadro 27. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2023..... 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 2025

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Consejeros

D. Josep María Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

Secretaria

D^a. María Ángeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 15 de noviembre de 2024

1. OBJETO

El pasado 21 de octubre tuvo entrada en el registro de la Comisión oficio de solicitud de información por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) solicitando 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 2025.

2. PREVISIONES DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN, INGRESOS Y COSTES PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2024 Y 2025

2.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2024 y 2025

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2024 y 2025, 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 2025”*, 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 2024 y 2025, 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 2024 y 2025, 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 4.1 se aporta dicha información correspondiente a los ejercicios 2022 y 2023.

2.1.1. Previsión de cierre 2024

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2023, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre de 2023-septiembre 2024) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2024. Se estima que en 2024 la demanda en b.c. nacional alcanzará 248.627 GWh, un

¹ Disponible en <https://www.cnmc.es/node/411567>.

1,5% superior a la demanda en b.c. registrada en 2023 (244.977 GWh) y también un 0,8% superior a la demanda registrada en los últimos doce meses (246.565 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 1,5%, en Baleares el 0,9%, en Canarias el 1,1%, en Ceuta el 0,1% y en Melilla el 0,7%.

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2023, 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 2024.

Sistema	2023 (1) (GWh)	Últimos doce meses (oct 2023 - sep 2024)			Previsión CNMC de cierre 2024		
		GWh	% variación respecto 2023	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 24 respecto 23	% variación respecto últimos doce meses
Peninsular	229.827	231.366	0,7%	1,5%	233.326	1,5%	0,8%
No peninsular	15.150	15.199	0,3%	1,5%	15.301	1,0%	0,7%
Baleares	6.009	5.989	-0,3%	0,7%	6.066	0,9%	1,3%
Canarias	8.753	8.816	0,7%	2,0%	8.845	1,1%	0,3%
Ceuta	186	188	1,2%	0,5%	187	0,1%	-1,0%
Melilla	202	205	1,3%	2,8%	204	0,7%	-0,6%
Total Nacional	244.977	246.565	0,6%	1,5%	248.627	1,5%	0,8%

(1) Boletín de indicadores del mes de octubre de 2024.

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 2024. Con carácter general, se estima que la demanda aumentará en todos los grupos tarifarios y en todos los subsistemas, con la excepción de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia superior a 15 kW de los subsistemas de Ceuta y Melilla (peajes 3.0 TD) y la demanda de consumidores conectados en media tensión (peaje 6.1 TD) de los sistemas peninsular y ceutí, para la que se espera una leve reducción. Los incrementos de demanda más relevantes, además de los vehículos eléctricos, se esperan para los consumidores conectados en alta tensión (peajes 6.3 TD y 6.4 TD).

Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2024 (224.542 GWh) se incrementa un 1,5% respecto de la demanda registrada en 2023 (221.248 GWh).

**Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2024
desagregada por subsistema y peaje de acceso**

Real 2023 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	97.310	4.129	4.836	112	126	106.514
2.0 TD	66.568	2.412	3.132	63	83	72.258
3.0 TD	30.710	1.716	1.703	49	44	34.222
3.0 TDVE	32	1	1	-	-	34
Alta tensión	109.737	1.469	3.406	54	68	114.734
6.1 TD	61.906	1.337	3.286	54	68	66.652
6.1 TDVE	6	-	-	-	-	6
6.2 TD	21.292	119	119	-	-	21.530
6.3 TD	9.756	0	0	-	-	9.757
6.4 TD (1)	16.776	12	1	-	-	16.789
Total	207.048	5.598	8.242	166	194	221.248
Previsión de cierre 2024 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	98.690	4.167	4.891	113	126	107.986
2.0 TD	67.899	2.429	3.163	64	83	73.639
3.0 TD	30.710	1.737	1.725	49	43	34.264
3.0 TDVE	80	1	2	-	-	84
Alta tensión	111.510	1.484	3.438	54	70	116.556
6.1 TD	61.712	1.352	3.319	54	70	66.507
6.1 TDVE	16	0	-	-	-	16
6.2 TD	21.574	118	119	-	-	21.811
6.3 TD	10.042	1	0	-	-	10.042
6.4 TD (1)	18.167	13	1	-	-	18.180
Total	210.200	5.651	8.329	167	195	224.542
% variación 2024 sobre 2023						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	1,4%	0,9%	1,1%	0,3%	-0,6%	1,4%
2.0 TD	2,0%	0,7%	1,0%	0,8%	0,1%	1,9%
3.0 TD	0,0%	1,2%	1,3%	-0,2%	-2,1%	0,1%
3.0 TDVE	151,3%	93,4%	158,7%	-	-	150,2%
Alta tensión	1,6%	1,0%	0,9%	-0,3%	3,4%	1,6%
6.1 TD	-0,3%	1,1%	1,0%	-0,3%	3,4%	-0,2%
6.1 TDVE	151,3%	-	-	-	-	153,3%
6.2 TD	1,3%	-0,4%	-0,6%	-	-	1,3%
6.3 TD	2,9%	34,9%	13,5%	-	-	2,9%
6.4 TD (1)	8,3%	1,6%	6,6%	-	-	8,3%
Total	1,5%	0,9%	1,1%	0,1%	0,7%	1,5%

(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 2024 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 2023, con incrementos superiores para los consumidores conectados en alta tensión. Como resultado de lo anterior, se espera que la potencia facturada aumente un 1,0% respecto a la registrada en el ejercicio 2023.

Asimismo, se esperan incrementos del consumo en todos los periodos horarios con la excepción de los consumidores acogidos al peaje 6.1 TD, para los que se estima una leve contracción.

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 2024. Sistema Nacional

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2023						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2023					
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Total
Baja tensión	30.458.739	147.359	146.572	147.767	20.789	20.809	20.819	25.662	23.772	22.989	38.554	4.689	1.802	14.708
2.0 TD	29.637.746	126.867	126.860	127.029					19.668	18.330	34.261			72.258
3.0 TD	818.398	20.324	19.545	20.571	20.622	20.642	20.653	25.495	4.101	4.654	4.288	4.684	1.800	14.695
3.0 TDVE	2.595	168	167	167	166	166	166	167	4	5	5	5	2	13
Alta tensión	118.814	29.426	28.261	29.164	30.063	30.307	30.416	41.339	10.652	13.634	13.081	14.752	6.198	56.416
6.1 TD	113.070	18.581	17.896	18.469	18.811	18.982	19.059	26.806	6.696	8.298	7.982	8.899	3.638	31.139
6.1 TDVE	45	20	21	19	19	19	19	28	1	1	1	1	0	3
6.2 TD	3.899	4.768	4.595	4.734	4.867	4.912	4.937	6.297	1.935	2.570	2.386	2.728	1.180	10.732
6.3 TD	640	2.069	1.977	2.029	2.142	2.160	2.165	2.651	1.032	1.007	1.170	1.170	509	5.274
6.4 TD	1.160	3.988	3.771	3.913	4.224	4.234	4.236	5.558	1.255	1.733	1.706	1.955	871	9.269
Total	30.577.552	176.785	174.832	176.931	50.851	51.115	51.235	67.001	34.424	36.623	51.635	19.441	8.001	71.124

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión cierre 2024						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión cierre 2024					
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Total
Baja tensión	30.408.177	148.529	147.757	148.866	20.970	20.990	21.000	25.842	24.158	23.350	39.219	4.705	1.810	14.744
2.0 TD	29.590.991	127.888	127.885	127.968	-	-	-	-	20.043	18.680	34.915			73.639
3.0 TD	813.270	20.325	19.556	20.582	20.654	20.674	20.684	25.525	4.107	4.660	4.293	4.688	1.802	14.714
3.0 TDVE	3.915	316	316	316	316	316	316	317	8	10	11	17	7	30
Alta tensión	118.968	30.110	29.048	29.974	31.041	31.299	31.385	42.638	10.839	13.832	13.227	14.975	6.327	57.356
6.1 TD	113.096	19.000	18.437	19.020	19.393	19.567	19.645	27.584	6.720	8.303	7.953	8.903	3.641	30.988
6.1 TDVE	79	53	51	51	54	55	55	146	2	2	2	2	1	6
6.2 TD	3.924	4.836	4.689	4.830	4.966	5.012	5.012	6.423	1.969	2.612	2.422	2.770	1.198	10.839
6.3 TD	643	2.085	1.986	2.040	2.193	2.209	2.214	2.689	792	1.075	1.040	1.197	523	5.415
6.4 TD	1.226	4.136	3.885	4.033	4.436	4.456	4.458	5.796	1.356	1.841	1.809	2.102	965	10.108
Total	30.527.145	178.639	176.806	178.840	52.012	52.289	52.385	68.480	34.997	37.183	52.446	19.680	8.136	72.100

% variación 2024 sobre 2023														
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	Total
Baja tensión	-0,2%	0,8%	0,8%	0,7%	0,9%	0,9%	0,9%	0,7%	1,6%	1,6%	1,7%	0,4%	0,4%	1,4%
2.0 TD	-0,2%	0,8%	0,8%	0,7%					1,9%	1,9%	1,9%			1,9%
3.0 TD	-0,6%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
3.0 TDVE	50,9%	87,6%	89,4%	89,4%	89,9%	89,9%	89,9%	89,9%	108,5%	120,3%	133,6%	233,7%	290,1%	150,2%
Alta tensión	0,1%	2,3%	2,8%	2,8%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	1,8%	1,5%	1,1%	1,5%	2,1%	1,6%
6.1 TD	0,0%	2,3%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,1%	2,9%	0,4%	0,1%	-0,4%	0,0%	0,1%	-0,2%
6.1 TDVE	74,5%	166,7%	145,6%	166,7%	179,7%	186,6%	186,4%	421,2%	161,7%	179,2%	131,2%	148,9%	195,8%	153,3%
6.2 TD	0,7%	1,4%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,5%	2,0%	1,8%	1,6%	1,5%	1,6%	1,5%	1,3%
6.3 TD	0,5%	0,8%	0,4%	0,5%	2,4%	2,3%	2,3%	1,4%	3,5%	4,1%	3,3%	2,4%	2,7%	2,9%
6.4 TD	5,7%	3,7%	3,0%	3,1%	5,0%	5,2%	5,2%	4,3%	8,0%	6,2%	6,0%	7,5%	10,7%	8,3%
Total	-0,2%	1,0%	1,1%	1,1%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	1,7%	1,5%	1,6%	1,2%	1,7%	1,5%

Fuente: CNMC y SINCRO

En el Cuadro 4 se presenta la previsión para el cierre de 2024 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 2024

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (MWh). Año 2024						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	16.072	4.928	4.886	5.632	2.844	1.078	3.655	23.024
2.0 TDA	14.484	3.280	2.986	3.230	-	-	-	9.495
3.0 TDA	1.587	1.649	1.900	2.402	2.844	1.078	3.655	13.529
Alta tensión	37	17.429	19.474	31.671	34.644	10.571	124.656	238.445
6.1 TDA	33	1.292	1.519	3.060	3.774	1.403	8.393	19.442
6.2 TDA	3	11.436	12.392	20.692	22.730	6.787	87.676	161.713
6.3 TDA	1	4.701	5.562	7.919	8.140	2.381	28.587	57.290
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	16.108	22.358	24.359	37.303	37.488	11.649	128.312	261.469

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 5 se muestran las previsiones para el cierre del ejercicio 2024 de los puntos de suministro acogidos a autoconsumo. Estas previsiones se han elaborado teniendo en cuenta las previsiones proporcionadas por las empresas y la última información disponible proporcionada por el operador del sistema. En el Anexo I de la Memoria se detallan las hipótesis de cálculo.

Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2024

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	603.676	4.113.973	3.954.314	3.585.287	3.232.509	47,4%	2.131.621
2.0 TD	569.797	2.974.353	3.048.186	1.958.829	2.401.161	55,1%	1.854.123
3.0 TD	33.879	1.139.620	906.129	1.626.458	831.347	33,8%	277.498
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	7.253	2.210.899	4.464.954	9.280.940	3.216.781	25,7%	4.636.320
6.1 TD	6.893	1.367.869	2.031.275	5.006.675	1.715.318	25,5%	1.809.853
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	314	410.045	1.137.640	1.776.328	928.869	34,3%	1.556.461
6.3 TD	33	279.310	729.381	1.820.111	314.074	14,7%	801.860
6.4 TD	13	153.675	566.657	677.826	258.520	27,6%	468.147
Total	610.929	6.324.872	8.419.268	12.866.227	6.449.290	33,4%	6.767.942

Fuente: CNMC

2.1.2. Previsión 2025

En el Cuadro 6 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2025 desagregada por subsistema. Se estima que en el ejercicio 2025 la demanda en b.c. del sistema nacional alcance los 251.906 GWh, un 1,3% superior a la

demanda en b.c. prevista para el cierre del ejercicio 2024, con aumentos en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema de Melilla para el que se estima que se mantendrá en niveles similares a los del ejercicio 2024.

Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2025

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2024		Previsión CNMC 2025	
	GWh	% variación 24 respecto 23	GWh	% variación 25 respecto 24
Peninsular	233.326	1,5%	236.424	1,3%
No peninsular	15.301	1,0%	15.482	1,2%
Baleares	6.066	0,9%	6.127	1,0%
Canarias	8.845	1,1%	8.958	1,3%
Ceuta	187	0,1%	194	4,2%
Melilla	204	0,7%	203	0,0%
Total Nacional	248.627	1,5%	251.906	1,3%

Fuente: CNMC

En coherencia con la demanda en b.c. prevista para 2025, la demanda en consumo se aumenta en todos los subsistemas con la excepción del subsistema melillense, con aumentos superiores en la demanda de los consumidores del sistema peninsular conectados en media y alta tensión, así como de la de los suministros dedicados a la recarga de vehículos eléctricos. En el Cuadro 7 se muestra la previsión para 2025 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 2025 para el sistema nacional.

Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2024 y 2025 desagregada por subsistema y peaje de acceso

Previsión de cierre 2024 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	98.690	4.167	4.891	113	126	107.986
2.0 TD	67.899	2.429	3.163	64	83	73.639
3.0 TD	30.710	1.737	1.725	49	43	34.264
3.0 TDVE	80	1	2	-	-	84
Alta tensión	111.510	1.484	3.438	54	70	116.556
6.1 TD	61.712	1.352	3.319	54	70	66.507
6.1 TDVE	16	0	-	-	-	16
6.2 TD	21.574	118	119	-	-	21.811
6.3 TD	10.042	1	0	-	-	10.042
6.4 TD (1)	18.167	13	1	-	-	18.180
Total	210.200	5.651	8.329	167	195	224.542
-						
Previsión 2025 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	99.352	4.174	4.948	114	125	108.714
2.0 TD	68.342	2.431	3.195	64	83	74.116
3.0 TD	30.911	1.740	1.749	50	42	34.491
3.0 TDVE	99	3	5	0	-	107
Alta tensión	113.639	1.533	3.487	60	70	118.789
6.1 TD	62.733	1.402	3.368	60	70	67.632
6.1 TDVE	23	0	-	-	-	23
6.2 TD	22.046	118	118	-	-	22.282
6.3 TD	10.192	1	0	-	-	10.193
6.4 TD (1)	18.645	13	1	-	-	18.659
Total	212.991	5.708	8.435	173	195	227.503
%						
% variación 2025 sobre 2024						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	0,7%	0,2%	1,2%	1,0%	-0,3%	0,7%
2.0 TD	0,7%	0,1%	1,0%	0,7%	0,5%	0,6%
3.0 TD	0,7%	0,2%	1,4%	1,5%	-2,0%	0,7%
3.0 TDVE	23,0%	95,5%	148,4%			27,2%
Alta tensión	1,9%	3,3%	1,4%	10,8%	0,5%	1,9%
6.1 TD	1,7%	3,7%	1,5%	10,8%	0,5%	1,7%
6.1 TDVE	43,3%	0,0%				43,0%
6.2 TD	2,2%	0,0%	-0,3%			2,2%
6.3 TD	1,5%	0,0%	-0,5%			1,5%
6.4 TD (1)	2,6%	0,0%	-0,5%			2,6%
Total	1,3%	1,0%	1,3%	4,2%	0,0%	1,3%

(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 2024 y 2025. Sistema Nacional

Peajes	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión cierre 2024							Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión cierre 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	30.408.177	148.529	147.757	148.866	20.970	20.990	21.000	25.842	24.158	23.350	39.219	4.705	1.810	14.744	107.986	
2.0 TD	29.590.991	127.888	127.885	127.968	-	-	-	-	20.043	18.680	34.915	-	-	-	73.639	
3.0 TD	813.270	20.325	19.556	20.582	20.654	20.674	20.684	25.525	4.107	4.660	4.293	4.688	1.802	14.714	34.264	
3.0 TDVE	3.915	316	316	316	316	316	316	317	8	10	11	17	7	30	84	
Alta tensión	118.968	30.110	29.048	29.974	31.041	31.299	31.385	42.638	10.839	13.832	13.227	14.975	6.327	57.356	116.556	
6.1 TD	113.096	19.000	18.437	19.020	19.393	19.567	19.645	27.584	6.720	8.303	7.953	8.903	3.641	30.988	66.507	
6.1 TDVE	79	53	51	51	54	55	55	146	2	2	2	2	1	6	16	
6.2 TD	3.924	4.836	4.689	4.830	4.966	5.012	5.012	6.423	1.969	2.612	2.422	2.770	1.198	10.839	21.811	
6.3 TD	643	2.085	1.986	2.040	2.193	2.209	2.214	2.689	792	1.075	1.040	1.197	523	5.415	10.042	
6.4 TD (1)	1.226	4.136	3.885	4.033	4.436	4.456	4.458	5.796	1.356	1.841	1.809	2.102	965	10.108	18.180	
Total	30.527.145	178.639	176.806	178.840	52.012	52.289	52.385	68.480	34.997	37.183	52.446	19.680	8.136	72.100	224.542	

Peajes	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2025						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 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	30.621.515	149.648	148.871	149.986	21.221	21.241	21.251	26.125	24.318	23.505	39.478	4.740	1.823	14.850	108.714
2.0 TD	29.797.698	128.758	128.755	128.838					20.173	18.801	35.142				74.116
3.0 TD	818.609	20.462	19.687	20.720	20.793	20.812	20.823	25.695	4.133	4.691	4.321	4.720	1.814	14.811	34.491
3.0 TDVE	5.209	428	428	428	429	429	429	430	11	13	15	20	8	39	107
Alta tensión	119.755	30.773	29.685	30.636	31.725	31.989	32.077	43.612	11.069	14.104	13.459	15.237	6.450	58.470	118.789
6.1 TD	113.723	19.390	18.812	19.411	19.792	19.969	20.050	28.157	6.846	8.447	8.085	9.050	3.704	31.501	67.632
6.1 TDVE	107	74	72	72	75	77	77	204	3	3	3	3	1	9	23
6.2 TD	3.970	4.921	4.771	4.914	5.054	5.100	5.101	6.536	2.011	2.666	2.473	2.828	1.223	11.082	22.282
6.3 TD	666	2.187	2.084	2.141	2.297	2.315	2.320	2.827	804	1.090	1.056	1.217	531	5.495	10.193
6.4 TD (1)	1.289	4.202	3.947	4.098	4.507	4.528	4.530	5.887	1.405	1.898	1.843	2.139	990	10.383	18.659
Total	30.741.271	180.420	178.555	180.622	52.947	53.230	53.329	69.737	35.386	37.610	52.936	19.977	8.273	73.320	227.503

% 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	0,7%	0,8%	0,8%	0,8%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
2.0 TD	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%					0,6%	0,6%	0,6%				0,6%
3.0 TD	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
3.0 TDVE	33,0%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	32,9%	29,9%	28,0%	19,8%	17,6%	30,9%	27,2%
Alta tensión	0,7%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,3%	2,1%	2,0%	1,8%	1,8%	2,0%	1,9%	1,9%
6.1 TD	0,6%	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	1,9%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
6.1 TDVE	36,1%	39,3%	39,3%	39,3%	39,3%	39,3%	39,3%	39,6%	41,2%	45,2%	43,4%	43,6%	52,5%	40,9%	43,0%
6.2 TD	1,2%	1,8%	1,8%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,2%	2,2%
6.3 TD	3,6%	4,9%	4,9%	4,9%	4,8%	4,8%	4,8%	5,1%	1,6%	1,4%	1,5%	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%
6.4 TD (1)	5,2%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	3,6%	3,1%	1,9%	1,8%	2,7%	2,7%	2,6%
Total	0,7%	1,0%	1,0%	1,0%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,1%	1,1%	0,9%	1,5%	1,7%	1,7%	1,3%

(1) Incluye trasvase Tajo-Segura

Fuente: CNMC

En el Cuadro 9 se presenta la previsión para 2025 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Análogamente a la previsión de cierre, la previsión de estas instalaciones para el ejercicio 2025 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 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	25.989	8.308	8.251	9.381	5.083	1.948	6.281	39.253
2.0 TDA	23.215	5.382	4.901	5.122	-	-	-	15.404
3.0 TDA	2.774	2.927	3.350	4.260	5.083	1.948	6.281	23.849
Alta tensión	48	17.489	19.566	32.120	35.305	10.820	126.050	241.348
6.1 TDA	44	1.352	1.612	3.509	4.435	1.651	9.786	22.345
6.2 TDA	3	11.436	12.392	20.692	22.730	6.787	87.676	161.713
6.3 TDA	1	4.701	5.562	7.919	8.140	2.381	28.587	57.290
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	26.038	25.797	27.817	41.501	40.388	12.768	132.331	280.602

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 10 se muestran las previsiones para el ejercicio 2025 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 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 autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	767.749	5.265.493	5.060.788	4.667.018	4.146.658	47,0%	2.741.584
2.0 TD	722.967	3.782.005	3.837.222	2.510.341	3.035.762	54,7%	2.364.965
3.0 TD	44.783	1.483.488	1.223.566	2.156.677	1.110.895	34,0%	376.619
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	9.466	2.595.605	4.956.963	10.943.080	3.732.790	25,4%	4.949.350
6.1 TD	9.043	1.632.761	2.417.529	6.009.615	2.053.576	25,5%	2.050.724
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	374	467.665	1.197.284	2.143.141	1.055.518	33,0%	1.593.153
6.3 TD	34	294.163	740.933	1.900.407	324.859	14,6%	811.823
6.4 TD	15	201.016	601.217	889.918	298.838	25,1%	493.649
Total	777.215	7.861.098	10.017.751	15.610.098	7.879.448	33,5%	7.690.934

Fuente: CNMC

2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2024 y 2025

A continuación, se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2024 y 2025 para el total nacional. En concreto para el cierre del año 2024 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 21 de diciembre de 2023² de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las variables de facturación previstas para el cierre de 2024.
2. Los ingresos que resultan de la aplicación de los cargos de la Orden TED/1312/2022³ y la Orden TED/113/2024⁴ a las variables de facturación previstas para el cierre de 2024.

Se indica que, al contrario de años anteriores, en la estimación de los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2024 se ha tenido en cuenta el impacto del descuento para los consumidores electrointensivos establecido en el artículo 1 del Real Decreto-ley 6/2022⁵, ya que conforme al artículo 24 del Real Decreto-ley 4/2024⁶ deberá ser financiado mediante el superávit de ingresos de transporte y distribución registrado en la Liquidación definitiva del ejercicio 2023.

² Resolución de 21 de diciembre de 2023, 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 2024 (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-26251).

³ Orden TED 1312/2022, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023 (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-23737).

⁴ Orden TED/113/2024, de 9 de febrero, 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 2024 (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-2774).

⁵ Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972#a1>).

⁶ 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 (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2024-12944#a2-5>).

Por otra parte, se han estimado los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 para el cierre del ejercicio 2024 y 2025.

Finalmente, se han tenido en cuenta la incorporación parcial del superávit en lo relativo a los cargos registrado en la Liquidación definitiva del ejercicio 2023, conforme a lo establecido en el artículo 39 del Real Decreto-ley 8/2023⁷ y las disposiciones adicional primera y final tercera del Real Decreto-ley 4/2024.

En el Anexo I del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2024 y 2025 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.

2.2.1. Previsión de cierre 2024

La facturación que resulta de aplicar los peajes de transporte y distribución de la Resolución de 21 de diciembre de 2023 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2024 asciende a 6.536 M€. La facturación que resulta de aplicar los cargos de la Orden 1312/2022 y la Orden TED/113/2024 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2024 asciende a 2.623 M€. La previsión de ingresos por la aplicación de peajes y cargos para el cierre del año 2024 asciende a un total de 9.159 M€ (véase Cuadro 11).

⁷ 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 (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2023-26452>).

Cuadro 11. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2024

Peaje T&D	Consumo (GWh)	Facturación peajes de T&D (RSL 21/12/2023)	Facturación cargos (Orden TED/1312/2022 y Orden TED/113/2024)	Facturación total Peajes T&D + Cargos (miles €)
Baja Tensión	107.986	4.792.002	2.023.596	6.815.599
2.0 TD	73.639	4.005.093	1.527.367	5.532.460
3.0 TD	34.264	782.741	494.831	1.277.572
3.0 TDVE	84	4.169	1.399	5.567
Alta Tensión	116.556	1.743.811	599.898	2.343.709
6.1 TD	66.507	1.341.992	484.164	1.826.156
6.1 TDVE	16	1.288	230	1.518
6.2 TD	21.811	216.223	71.111	287.333
6.3 TD	10.042	78.518	24.665	103.183
6.4 TD	18.180	105.790	19.729	125.518
Total	224.542	6.535.813	2.623.494	9.159.308

Fuente: CNMC, Resolución de 21 de diciembre de 2023, Orden TED/1312/2022 y Orden TED/113/2024

Esta previsión no incluye el descuento del 80% de los peajes de acceso de transporte y distribución a los consumidores electrointensivos, que conforme al artículo 24 del Real Decreto-ley 4/2024, deberá ser financiado por el superávit de ingresos relativo a los peajes de transporte y distribución registrado en la liquidación definitiva de 2023. El impacto de la medida se ha estimado en 212,4 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, tampoco incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva⁸ (90,2 M€), los ingresos por excesos de potencia⁹ (446,1 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 23,2 M€, véase punto 3.3 del presente informe), los ingresos por fraude¹⁰ (6,7 M€), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a

⁸ La facturación por energía reactiva se corresponde con la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (agosto 2023-julio 2024).

⁹ La facturación por excesos de potencia se corresponde con la facturación por excesos de potencia registrada en los últimos doce meses (agosto 2023- julio 2024).

¹⁰ Como mejor previsión de los ingresos por fraude se han tomado los ingresos registrados por este concepto en los últimos doce meses (agosto 2023-julio 2024).

países no comunitarios¹¹ (14,6 M€), el impacto de las compensaciones inter-TSO (0 M€) y las rentas de gestión de congestión con Portugal¹² (8,7 M€). Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2024, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 9.536,7 M€ (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Ingresos totales de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2024

	Previsión de ingresos por peajes de acceso (miles €)
Ingresos por peajes y cargos de consumidores	9.483.165
Facturación de peajes T&D	6.535.813
Facturación cargos	2.623.494
Descuento electrointensivos	- 212.394
Facturación energía reactiva	90.200
Facturación excesos de potencia	446.051
Ingresos de conexiones internacionales	23.309
Ingresos por peajes interconexiones	14.564
Ingresos y pagos ITC	-
Rentas de congestión con Portugal	8.744
Ingresos de pagos por autoconsumo a través de red	299
Ingresos de clientes en régimen transitorio	23.227
Ingresos por fraude	6.747
Facturación peajes T&D	3.322
Facturación cargos	3.425
Total ingresos de acceso	9.536.747

Fuente: CNMC, Resolución de 21 de diciembre de 2023, Orden TED/1312/2022 y Orden TED/113/2024

- ¹¹ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-julio de 2024, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo agosto-diciembre de 2024 que resulta de aplicar los precios Resolución de 21 de diciembre 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 2023.
- ¹² Las rentas de gestión de restricciones en conexiones internacionales para el cierre del ejercicio 2024 se corresponden con los ingresos registrados en los últimos doce meses (julio 2023-junio 2024).

Por otra parte, se estiman en 3.116 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, 2.016 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. En la estimación de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 se ha tenido en cuenta la suspensión del impuesto sobre la producción durante el ejercicio 2024, conforme al artículo 23 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre (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 2024

	Previsión CNMC 2024
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.016.187
Recaudación Impuesto sobre la producción	1.384.840
Impuesto nuclear	249.884
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado	7.852
Recaudación canon hidráulico	192.420
Impuestos especiales hidrocarburos	154.707
Impuesto carbón	26.485
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO₂	1.100.000
TOTAL	3.116.187

Fuente: CNMC y Real Decreto-ley 8/2023

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 2024 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 2023 y los previstos para el cierre del ejercicio 2024. Los ingresos por peajes de transporte y distribución y cargos se reducen un 4,1% respecto de los registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2023, motivado, fundamentalmente, por la reducción de los ingresos en las conexiones internacionales (por la no consideración de las rentas de congestión con Francia) y, en menor medida, de los ingresos por facturación de excesos de potencia, parcialmente compensada por el incremento de los ingresos por la facturación de peajes y cargos. Por su parte, los ingresos externos aumentan un 34,2% respecto a los registrados en 2023, debido a la recuperación del impuesto sobre la producción de energía eléctrica, lo que compensa la supresión de la compensación por el descuento a los consumidores electrointensivos y la finalización del mecanismo de minoración de la retribución de la actividad de producción. Como resultado de lo anterior, los ingresos por regulados previstos para el cierre del ejercicio 2024 superan en 317,4 M€ a los registrados en el ejercicio 2023.

Cuadro 14. Ingresos totales registrados en 2023 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2024

Ingresos de regulados (miles €)	Real 2023 (A)	Previsión cierre 2024 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes T&D y Cargos (A)	9.948.799	9.536.747	- 412.052	-4,1%
Ingresos asociados a peajes T&D	7.332.338	6.886.601	- 445.738	-6,1%
Facturación potencia y energía	6.477.522	6.536.113	58.590	0,9%
Descuento peajes electrointensivos	- 214.919	- 212.394	n.a.	n.a.
Facturación excesos de potencia	526.316	446.051	- 80.264	-15,3%
Facturación energía reactiva	89.112	90.200	1.087	1,2%
Ingresos conexiones internacionales	450.836	23.309	- 427.527	-94,8%
Ingresos por fraude	3.471	3.322	- 149	-4,3%
Ingresos asociados a cargos	2.616.460	2.650.146	33.686	1,3%
Facturación potencia y energía	2.581.222	2.623.494	42.272	1,6%
Ingresos por fraude	3.856	3.425	- 430	-11,2%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	31.383	23.227	- 8.156	-26,0%
Ingresos externos a peajes (B)	2.132.523	2.862.000	729.477	34,2%
Ingresos asociados a peajes T&D	112.500	-	- 112.500	n.a.
Compensación descuento electrointensivos (art. 2 RD-ley 6/2022)	112.500	-	- 112.500	n.a.
Ingresos asociados a cargos	2.020.023	2.862.000	841.977	41,7%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	542.620	1.762.000	1.219.380	224,7%
Ingresos subastas CO ₂	917.249	1.100.000	182.751	19,9%
Ingresos Minoración Retribución Actividad Producción	560.154	-	- 560.154	-100,0%
Total ingresos regulados (A) + (B)	12.081.322	12.398.747	317.425	2,6%

Fuentes: CNMC, Orden TED/1312/2022, Orden TED/113/2024 y Resolución de 21 de diciembre de 2023

2.2.2. Previsión 2025

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 2025 (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 2025. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 15 se muestra los ingresos previstos para el ejercicio 2025 que resultan de añadir a los ingresos por facturación de peajes de transporte y distribución de la propuesta de Resolución 2025, los ingresos por facturación de cargos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2025 precios establecidos en la Orden TED/113/2024.

Cuadro 15. Ingresos de acceso previstos para 2025 a los peajes de la Propuesta de Resolución de 2025 y a los cargos de la Orden TED/113/2024

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Ingresos peajes T&D a precios propuesta de Resolución 2025 (miles €) (A)	Ingresos por cargos a precios de la Orden TED/113/2024 (miles €) (B)	Ingresos por peajes T&D y cargos (miles €) (C) = (A) + (B)
Baja Tensión	108.714	4.798.652	2.037.321	6.835.973
2.0 TD	74.116	4.017.408	1.537.402	5.554.810
3.0 TD	34.491	775.886	498.117	1.274.002
3.0 TDVE	107	5.358	1.803	7.161
Alta Tensión	118.789	1.541.593	611.660	2.153.253
6.1 TD	67.632	1.200.725	493.268	1.693.993
6.1 TDVE	23	1.551	329	1.880
6.2 TD	22.282	203.849	72.506	276.355
6.3 TD	10.193	63.980	25.395	89.375
6.4 TD	18.659	71.488	20.162	91.650
Total	227.503	6.340.245	2.648.981	8.989.226

Fuente: CNMC, Propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes para 2025 y Orden TED/113/2024

Dichas previsiones no incluyen los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva (90,2 M€), los ingresos por excesos de potencia (356,8 M€), los

ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 3.3 del presente informe) (23,2 M€), los ingresos por fraude (6,7 M€, de los cuales 3,3 M€ corresponden a peajes de redes y 3,4 M€ a cargos), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (11,9 M€), el impacto de las compensaciones inter-TSO (0 M€) ni las rentas de gestión de congestión de la interconexión con Portugal (8,7 M€)¹³. Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2025, resultado de considerar los conceptos anteriores y sin tener en cuenta el descuento a los consumidores electrointensivos, ascienden a 9.487 M€, inferiores en 290 M€ (-2,7%) a los previstos para el cierre de 2024 (9.749 M€) (véase Cuadro 16).

Cuadro 16. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2024 y 2025

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2024 (A)	Previsión 2025 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes T&D	7.098.695	6.811.211	- 287.484	-4,0%
Facturación potencia y energía	6.535.813	6.340.245	- 195.568	-3,0%
Facturación energía reactiva	90.200	90.200	-	0,0%
Facturación excesos de potencia	446.051	356.841	- 89.210	-20,0%
Ingresos por fraude	3.322	3.322	-	0,0%
Ingresos de conexiones internacionales	23.309	20.603	- 2.706	-11,6%
Ingresos por peajes interconexiones	14.564	11.859	- 2.706	-18,6%
Ingresos y pagos ITC	-	-	-	-
Rentas de congestión con Portugal	8.744	8.744	-	0,0%
Ingresos por cargos	2.650.446	2.675.914	25.469	1,0%
Facturación potencia y energía	2.623.494	2.648.981	25.486	1,0%
Ingresos de pagos por autoconsumo a través de red	299	281	- 18	-6,0%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	23.227	23.227	-	0,0%
Ingresos por fraude	3.425	3.425	-	0,0%
Total ingresos de peajes y cargos	9.749.141	9.487.125	- 290.190	-2,7%

Fuente: CNMC, Resolución de 21 de diciembre de 2023, Orden TED/1312/2022, Orden TED/133/2024 y Propuesta de Resolución Peajes 2025.

¹³ 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 2025 son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre previsto de 2024. Se estima que los ingresos por excesos de potencia se reducirán un 20% respecto de los previstos para el cierre de 2024, como consecuencia de la progresiva adaptación de las potencias contratadas a la nueva estructura de peajes.

Finalmente, se estiman en 3.703 M€ los ingresos externos a los peajes (para mayor detalle véase Anexo II), 2.603 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 2025 el límite establecido en la Ley de PGE del ejercicio 2023 (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Ingresos externos a peajes para el cierre de 2024 y 2025.

	Previsión cierre 2024 (A)	Previsión inicial 2025 (B)	Diferencia (B) - (A)
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.016.187	2.603.565	587.378
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción (1)</i>	<i>1.384.840</i>	<i>1.956.505</i>	<i>571.665</i>
<i>Impuesto nuclear</i>	<i>249.884</i>	<i>249.884</i>	<i>-</i>
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	<i>7.852</i>	<i>7.852</i>	<i>-</i>
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	<i>192.420</i>	<i>212.553</i>	<i>20.132</i>
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	<i>154.707</i>	<i>152.003</i>	<i>- 2.704</i>
<i>Impuesto carbón</i>	<i>26.485</i>	<i>24.770</i>	<i>- 1.715</i>
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO₂	1.100.000	1.100.000	-
TOTAL	3.116.187	3.703.565	587.378

Fuente: CNMC

2.3. Previsión de los costes regulados para el cierre de 2024 y 2025

A continuación, se presenta la mejor estimación de costes para el cierre del ejercicio 2024 y 2025. 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 2023

En el Cuadro 18 se muestra la mejor previsión de la Liquidación definitiva del ejercicio 2023, actualmente en fase de tramitación, tomando como punto de partida el resultado de la Liquidación 14/2023¹⁴.

En la liquidación definitiva de 2023 se han incluido los siguientes conceptos respecto de los incluidos en la Liquidación provisional 14/2023:

- Se ha actualizado la retribución del transporte del ejercicio con la última retribución aprobada por la Resolución de 4 de abril de 2024, 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 2021, lo que ha supuesto una reducción de la retribución del transporte de 61.107.013,00 € respecto de la registrada en la Liquidación 14/2023.
- Se ha actualizado la retribución de la distribución con la última retribución aprobada por la Resolución de 31 de julio de 2024, 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 2020. Ello ha supuesto una reducción de coste de 10.102.862,00 €.
- La retribución específica de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos ha aumentado en 78.878.556,23 € motivado € por la actualización de los parámetros retributivos establecidos en la Orden TED/353/2024, de 11 de abril, en la que se aprueban los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2023, aplicables a las instalaciones cuyos costes dependen esencialmente del combustible (cogeneraciones, tratamiento de residuos y biomasas).
- De acuerdo con lo establecido en el artículo 72 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 asciende a 771.068.201,74 € en la Liquidación definitiva de 2023, lo que supone un aumento del coste de 26.732.158,96 € con

¹⁴ Disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5291497.pdf>

respecto a la liquidación 14/2023. Esta variación se debe fundamentalmente a que se dispone de nuevas medidas y a la publicación de la Resolución de 28 de junio de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, 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 territorios no peninsulares, corregida por la Resolución de 19 de julio de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se corrigen errores en la de 28 de junio de 2024, 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 territorios no peninsulares.

- Se ha aplicado lo establecido en la Resolución de 20 de septiembre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los valores definitivos de los incentivos a la retribución del operador del sistema para el año 2023, que ha supuesto un ajuste de 1.150.840,46 €, que se incorpora como ingreso liquidable del sistema en esta Liquidación Definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico.
- Se han incorporado 145.856.926,60 € en concepto de intereses generados en las cuentas del sector eléctrico.
- Se han incorporado 27.098.115,22 € de ingresos procedentes de al aplicación del canon hidráulico.
- Se han traspasado 1.024.219.077,93 € a las Liquidaciones del ejercicio 2024, en aplicación de la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 4/2024

En consecuencia, en la liquidación definitiva del ejercicio 2023 se registra un superávit pendiente de aplicación de 2.425 M€ (véase Cuadro 18).

Cuadro 18. Resultado de la liquidación definitiva de 2023

Resultado Liquidación 14/2023 (miles €) (A)	3.298.638
Ajustes costes (-)/ ingresos (+) del ejercicio (miles €) (B)	123.316
Retribución del transporte	61.107
Retribución de la distribución	10.103
Retribución RECORE	- 78.879
Peninsular	- 79.101
No peninsular	222
Retribución adicional SNP	- 26.732
Operador del sistema	1.151
Ingresos por intereses	145.857
Otros costes e ingresos del ejercicio	10.709
Ingresos Ley 15/2012 (miles €) (C)	27.098
Aplicación superávit de liquidaciones (DA 1ª RDL 4/2024) (D)	- 1.024.219
Desajuste liquidación definitiva 2023 (A) + (B) + (C) + (D)	2.424.833

Fuente: CNMC

En el Cuadro 19 se desagrega el desvío de la liquidación definitiva del 2023 entre peajes de transporte, distribución y cargos. El resultado de la liquidación definitiva de 2023 registra un desajuste positivo de 3.902,9 M€, una vez deducido el exceso de las rentas de congestión que en aplicación del resuelve tercero de la Resolución de 21 de diciembre de 2023 habrán de destinarse a la financiación de la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya (y por tanto corresponden al transporte). Este desvío incorpora, además del desvío del propio ejercicio (-2.062,1 M€), el desvío de la Liquidación definitiva del ejercicio 2022 (6.190,1 M€) que incluye a su vez el propio desvío del ejercicio 2022 (5.417,7 M€) y el desvío registrado en la liquidación definitiva del ejercicio

2021 (772,4 M€)¹⁵ y desvíos de ejercicios anteriores no incorporados en liquidaciones anteriores (128,5 M€).

Adicionalmente, conforme se establece en el artículo 39.1 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre y la disposición adicional primera del Real Decreto 4/2024, una parte del superávit registrado en la liquidación definitiva de 2023 se ha incorporado en las liquidaciones provisionales del ejercicio 2024 con objeto de la financiar los cargos de dicho ejercicio, por lo que queda pendiente de aplicación 2.424,8 M€, de los cuales 431 M€ corresponden a la actividad de transporte, 1.385 M€ corresponden a la actividad de distribución y los 609 M€ restantes corresponden a cargos.

Cabe señalar que conforme al artículo 39.3 del Real Decreto-ley 8/2023, se podrá destinar parte del superávit remanente correspondiente a cargos a la financiación de los cargos del ejercicio 2024, cuyo importe exacto será determinado por Orden Ministerial previo acuerdo de Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Análogamente, conforme a los artículo 23 y 24 del Real Decreto-ley 4/2024, una parte del superávit correspondiente a cargos registrado en la liquidación definitiva de 2023 está destinado a la financiación de las medidas de flexibilidad de los contratos de suministro y del descuento del 80% de la facturación de peajes a los consumidores electrointensivos.

¹⁵ Para mayor información, véase epígrafe 5.3 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 (disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4475682.pdf>).

Cuadro 19. Desagregación de los desvíos registrados en la Liquidación definitiva de 2023 entre transporte, distribución y cargos

	Transporte	Distribución	Cargos	Total
Desvíos del ejercicio 2023	296.796	492.292	- 2.851.219	- 2.062.130
Desvíos la Liquidación definitiva 2022	252.757	983.563	4.953.836	6.190.156
Desvíos ejercicio 2021	43.952	281.324	447.142	772.419
Desvíos ejercicio 2022	208.804	702.239	4.506.694	5.417.737
Desvíos de ejercicios anteriores	234.929	- 91.003	- 15.433	128.494
Exceso de rentas congestión Francia	- 353.631			- 353.631
Desvíos rentas de congestión 2022	- 28.176			- 28.176
Desvíos rentas de congestión 2023	- 325.455			- 325.455
Resultado Liquidación definitiva 2023 (A)	430.851	1.384.852	2.087.185	3.902.888
Aplicación superávit de liquidación definitiva (B)	-	-	- 1.478.055	- 1.478.055
Artículo 39.1 RDL 8/2023			- 453.836	- 453.836
DA 1ª del RD-ley 4/2024			- 1.024.219	- 1.024.219
Desvíos Liquidación definitiva pendientes de aplicación (A) + (B)	430.851	1.384.852	609.129	2.424.833
% sobre total	17,8%	57,1%	25,1%	100,0%

Fuente: CNMC, Liquidación definitiva 2023

2.3.2. Previsión de cierre 2024

En el Cuadro 20 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para 2024, según información de la Resolución de 21 de diciembre de 2023 y de la Orden TED/113/2024, con la previsión de cierre para el ejercicio teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC.

Respecto de los costes de acceso, se estima que resulten un 0,9% inferiores (-126 M€) respecto de los previstos para el ejercicio en la Orden TED/113/2024 y en la Resolución de la CNMC de 21 de diciembre de 2023, motivado fundamentalmente por menor retribución específica de los sistemas peninsulares (-88,5 M€) y, en menor medida por la menor retribución del transporte (-59,0 M€), parcialmente compensado por el aumento de la retribución de la actividad de distribución (+15,5 M€), de la retribución adicional de los Sistemas No Peninsulares (+3,2 M€), y del coste del servicio de interrumpibilidad (+1,6 M€).

Por el contrario, el total de costes regulados previstos para 2024, resultado de considerar, además de los costes de acceso, el saldo de los pagos por capacidad y otros costes regulados, serán un 0,3% superiores (+44,6 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 (+474 M€), parcialmente compensado por el impacto de la actualización de la retribución del transporte de ejercicios anteriores (-79,3 M€) y la incorporación del superávit de la liquidación definitiva de 2023 (212 M€) para la financiación del descuento de los consumidores electrointensivos.

Cuadro 20. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2024 y los costes previstos en la Resolución de 21 de diciembre de 2023 y en la Orden TED/113/2024.

Costes regulados (miles €)	Resolución peajes CNMC y Orden TED/113/2024 [1]	Previsión Liquidación definitiva 2024 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Costes de acceso (A)	14.665.057	14.539.112	- 125.944	-0,9%
Coste Transporte	1.250.061	1.191.367	- 58.693	-4,7%
Coste Distribución	5.609.691	5.625.212	15.521	0,3%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	4.490.000	4.401.535	- 88.465	-2,0%
Retribución sistemas no peninsulares (SNP)	922.000	925.251	3.251	0,4%
Retribución adicional	n.d.	875.941	n.a.	n.a.
Retribución específica	n.d.	49.310	n.a.	n.a.
Servicio de interrumpibilidad	8.325	9.957	1.632	19,6%
Tasa CNMC	13.465	14.270	805	6,0%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	90	95	5	5,7%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.371.425	2.371.425	0	0,0%
Déficit (+)/ Superávit (-) Pagos por Capacidad (B)	-	- 2.402	- 2.402	
Ingresos Pagos por capacidad (1)	47.521	49.963	2.442	5,1%
Coste Pagos por Capacidad	47.521	47.562	40	0,1%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 463.135	- 290.148	172.986	-37,4%
Retribución del transporte	-	- 79.304	- 79.304	n.a.
Desvíos ejercicio 2020	-	1.557	1.557	n.a.
Desvíos ejercicio 2021	-	- 61.155	- 61.155	n.a.
Desvíos ejercicio 2022	-	- 3.525	- 3.525	n.a.
Desvíos ejercicio 2023	-	- 16.181	- 16.181	n.a.
Retribución de la distribución	-	474.601	474.601	n.a.
Retribución distribución 2016-2019	-	- 17.814	- 17.814	n.a.
Retribución 2020	-	69.814	69.814	n.a.
Retribución 2021	-	79.063	79.063	n.a.
Retribución 2022	-	130.494	130.494	n.a.
Retribución 2023	-	213.044	213.044	n.a.
Retribución SNP	-	- 9.916	- 9.916	n.a.
Liquidación definitiva 2020	-	- 9.916	- 9.916	n.a.
Liquidación definitiva 2021	-	-	-	n.a.
Liquidación definitiva 2022	-	-	-	n.a.
Superávit liquidación definitiva 2022	- 463.135	- 675.528	- 212.394	45,9%
Transporte y distribución	- 463.135	- 675.528	- 212.394	45,9%
Cargos	-	-	-	n.a.
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	14.201.922	14.246.562	44.640	0,3%

Fuentes: CNMC, Orden TED/113/2024 y Resolución de 21 de diciembre de 2023

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.

Al respecto se indica que hasta la liquidación 9/2014 se ha incorporado el impacto de las siguientes disposiciones:

- Resolución de 27 de julio de 2023¹⁶, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020.
- Resolución de 4 de abril de 2024¹⁷, 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 2021.
- Resolución de 27 de junio de 2024¹⁸, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el ajuste a realizar en la retribución de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica de los ejercicios 2020, 2021, 2022, 2023 y 2024, por el empleo de la fibra óptica en la realización de actividades distintas.
- Resolución de 31 de julio de 2024¹⁹, 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 2020.
- Sentencia del Tribunal Supremo de fecha de 26 de septiembre de 2023 sobre el Recurso Contencioso-Administrativo nº 699/2022, interpuesto por I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A., contra la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, y contra la Orden TED/497/2022, de 1 de junio, por la que se corrigen los errores de la misma.

¹⁶ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-18103

¹⁷ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-8066

¹⁸ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-14387

¹⁹ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-16784

- Sentencia del Tribunal Supremo de fecha 28 de febrero de 2024 recaída en el recurso contencioso-administrativo N° 894/2022, interpuesto por Eléctrica de Moscoso, S.L. contra la Orden TED/749/2022, de 27 de julio.
- Sentencia del Tribunal Supremo de fecha 6 de marzo de 2024 recaída en el recurso contencioso-administrativo N° 898/2022, interpuesto por Electra Alto Miño Distribuidora de Energía, S.L. contra la Orden TED/749/2022, de 27 de julio.

Teniendo en cuenta que en las liquidaciones provisionales del ejercicio 2024 se está liquidando provisionalmente a la actividad del transporte la retribución correspondiente al ejercicio 2021 y a la actividad de la distribución la retribución correspondiente al ejercicio 2020, los ajustes pendientes de incorporación en el ejercicio 2024 corresponderían a la diferencia entre las retribuciones provisionalmente liquidadas y las retribuciones definitivas que resulten de aplicar las Circulares 5/2019 y 6/2019 (esto es, los desvíos de los ejercicios 2022, 2023 y 2024 en el caso del transporte y los desvíos de los ejercicios 2021, 2022, 2023 y 2024 en el caso de la distribución).

Asimismo, cabe señalar que en previsión de la liquidación definitiva del ejercicio 2024 se ha incluido, además de la parte del superávit de la liquidación definitiva del ejercicio 2022 (463 M€) conforme a la Resolución de 21 de diciembre de 2023, el impacto de la financiación del descuento a los consumidores electrointensivos (212 M€) conforme al Real Decreto-ley 4/2024.

En el Cuadro 21 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2024 según la Resolución de 21 de diciembre de 2023 y la Orden TED/113/2024 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2024 se produciría un desajuste negativo estimado en 70 M€. Este desajuste se corresponde con un desajuste positivo de peajes de 350 M€ y un desajuste negativo de cargos de 420 M€.

Al respecto se indica que, conforme al artículo 39.3 del Real Decreto-ley 8/2023, podrá una parte del superávit de 2023 en lo relativo a los cargos a cubrir el desajuste que se registre en la liquidación definitiva al ejercicio 2024.

Cuadro 21. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2024

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Resoluciones CNMC T&D y Orden TED/113/2024 [1]	Previsión Liquidación Definitiva 2024 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	9.472.505	9.536.747	64.242	0,7%
Ingresos asociados a la financiación de redes	6.882.986	6.886.601	3.615	0,1%
Ingresos por peajes de T&D	6.373.819	6.536.113	162.294	2,5%
Descuento electrointensivos	-	- 212.394	- 212.394	n.a
Ingresos facturación energía reactiva	94.093	90.200	- 3.893	-4,1%
Ingresos facturación excesos de potencia	394.009	446.051	52.042	13,2%
Ingresos por fraude	1.682	3.322	1.639	97,4%
Ingresos de conexiones internacionales	19.382	23.309	3.926	20,3%
Ingresos asociados a la financiación de cargos	2.589.519	2.650.146	60.627	2,3%
Ingresos por facturación de cargos	2.532.745	2.623.494	90.749	3,6%
Ingresos por fraude	2.162	3.425	1.263	58,4%
Ingresos art. 17 RD 216/2014	54.612	23.227	- 31.385	-57,5%
Ingresos externos a peajes (B)	5.212.204	4.640.055	- 572.149	-11,0%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales (4)	3.385.154	1.762.000	- 1.623.154	-47,9%
Ingresos subastas CO₂ (RDL 17/2021)	-	1.100.000	1.100.000	n.a
Artículo 39.1 del RD-ley 8/2023	453.836	453.836		0,0%
Artículo 39.2 y 3 del RD-ley 8/2023	1.373.214	-		-100,0%
Aplicación superávit de liquidaciones (DA 1ª RDL 4/2024)	-	1.024.219		n.a
Aplicación crédito extraordinario (DF 3ª RDL 4/2024)	-	300.000	300.000	n.a
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	14.684.709	14.176.802	- 507.907	-3,5%
Costes regulados (D)	14.201.922	14.246.562	44.640	0,3%
Costes de acceso	14.665.057	14.539.112	- 125.944	-0,9%
Transporte y distribución	6.859.752	6.816.579	- 43.172	-0,6%
Resto de costes	7.805.305	7.722.533	- 82.772	-1,1%
Saldo de pagos por capacidad	-	- 2.402	- 2.402	n.a
Otros costes regulados	- 463.135	- 290.148	172.986	-37,4%
Transporte y distribución	- 463.135	- 280.232	182.903	-39,5%
Resto de costes		- 9.916	- 9.916	n.a
Desajuste de actividades reguladas (E) = (C) - (D)	482.787	- 69.760	- 552.547	-114,4%
Transporte y distribución	486.369	350.253	- 136.115	-28,0%
Cargos	- 3.582	- 420.013	- 416.431	11625,7%

Fuentes: CNMC, Resolución CNMC Peajes T&D y Orden TED/1312/2022

2.3.3. Previsión 2025

En el Cuadro 22 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para el cierre de 2024 y 2025, 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 2025 se estiman en 14.463 M€, inferior en 76 M€ (0,5%) al previsto para el cierre del ejercicio 2024, debido, fundamentalmente, a la reducción de la retribución RECORE peninsular (231 M€) y de la retribución específica (91 M€), parcialmente compensada por el incremento previsto para la retribución del transporte (25 M€) y de la distribución (201 M€), así como del resto de costes de acceso.

Asimismo, los costes regulados previstos para 2025 se estiman en 13.478 M€, un 5,4% inferiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2024, debido a la incorporación parcial del superávit de ejercicios anteriores²⁰ (884 M€), así como por el impacto de las liquidaciones definitivas de los sistemas no peninsulares de los ejercicios 2021 y 2022 (estimado en -101 M€).

En todo caso es relevante señalar que, 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 2024 se trasladaría al ejercicio 2025 o posteriores, dependiendo del momento de su aprobación.

²⁰ En la Resolución de peajes del ejercicio 2025 se han incorporado 673 M€ del superávit registrado en la Liquidación definitiva del ejercicio 2023 en lo relativo a los peajes de redes. Asimismo, conforme al artículo 39.3 del Real Decreto-ley 8/2023, se ha incorporado la previsión del remanente del superávit correspondiente a los cargos registrado en la liquidación definitiva de 2023 no incorporado en la liquidación definitiva de 2024.

Cuadro 22. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2024 y 2025

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2024 [1]	Previsión 2025 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Costes de acceso (A)	14.539.112	14.462.853	- 76.259	-0,5%
Retribución Transporte	1.191.367	1.216.569	25.202	2,1%
Retribución Distribución	5.625.212	5.826.374	201.162	3,6%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	4.401.535	4.170.342	- 231.193	-5,3%
Retribución sistemas no peninsulares	925.251	834.521	- 90.730	-9,8%
Retribución adicional	875.941	784.807	- 91.134	-10,4%
Retribución específica	49.310	49.714	405	0,8%
Servicio de interrumpibilidad	9.957	9.957	-	0,0%
Tasa CNMC	14.270	14.595	325	2,3%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	95	97	2	2,3%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.371.425	2.390.397	18.973	0,8%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 2.402	-	2.402	-100,0%
Ingresos Pagos por capacidad	49.963	45.269	- 4.695	-9,4%
Coste Pagos por Capacidad	47.562	45.269	- 2.293	-4,8%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 290.148	- 985.197	- 391.000	239,5%
Retribución del transporte	- 79.304	-	79.304	-100,0%
Desvíos ejercicio 2020	1.557	-	- 1.557	-100,0%
Desvíos ejercicio 2021	- 61.155	-	61.155	-100,0%
Desvíos ejercicio 2022	- 3.525	-	3.525	-100,0%
Desvíos ejercicio 2023	- 16.181	-	16.181	-100,0%
Retribución de la distribución	474.601	-	- 474.601	-100,0%
Retribución distribución 2016-2019	- 17.814	-	17.814	-100,0%
Retribución 2020	69.814	-	- 69.814	-100,0%
Retribución 2021	79.063	-	- 79.063	-100,0%
Retribución 2022	130.494	-	- 130.494	-100,0%
Retribución 2023	213.044	-	- 213.044	-100,0%
Retribución RECORE peninsular	-	-	-	n.a.
Retribución SNP	- 9.916	- 101.164	- 91.248	920,2%
Liquidación definitiva 2020	- 9.916	-	9.916	-100,0%
Liquidación definitiva 2021	-	- 114.082	- 114.082	n.a.
Liquidación definitiva 2022	-	12.918	12.918	n.a.
Superávit liquidación definitiva 2022	- 675.528	- 884.033	- 208.504	30,9%
Transporte y distribución	- 675.528	- 673.101	2.427	-0,4%
Cargos	-	- 210.931	- 210.931	n.a.
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	14.246.562	13.477.657	- 768.906	-5,4%

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 2024 y para el año 2025 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 3/2020²¹ 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 CUR y con potencia contratada igual a inferior a 15 kW de 2023, y previstos para el cierre de 2024 y 2025.

La previsión correspondiente al ejercicio 2024 es el resultado de considerar la información real registrada en la base de datos de liquidaciones eléctricas para el periodo enero-junio, mientras que para el periodo julio diciembre se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses. Para el ejercicio 2025, y partiendo de la previsión de cierre 2024, se ha estimado las previsiones aplicando la tendencia registrada en los últimos meses.

²¹ [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. N° de suministros, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos suministrados por CUR con potencia contratada igual o inferior a 15 kW.

Año 2023			
Subsistema	N° Suministros	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	8.079.869	30.085	15.351.709
Baleares	153.612	713	370.399
Canarias	376.575	1.350	705.637
Ceuta	2.709	11	5.503
Melilla	1.070	3	1.703
Total	8.613.836	32.163	16.434.950

Año 2024			
Subsistema	N° Suministros	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	7.939.604	29.747	15.468.559
Baleares	144.682	678	352.417
Canarias	356.956	762	675.871
Ceuta	2.899	7	7.294
Melilla	1.319	2	2.517
Total	8.445.460	31.195	16.506.659

Año 2025			
Subsistema	N° Suministros	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	7.801.774	29.412	15.586.299
Baleares	136.272	638	331.785
Canarias	338.359	422	640.602
Ceuta	3.350	5	8.741
Melilla	2.183	2	4.575
Total	8.281.938	30.478	16.572.001

Fuentes: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2025 el 28% de los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 22% 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 2024 y 2025.

A efectos de elaborar la previsión, la CNMC solicitó, el pasado mes de abril 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 2023, 2024 y 2025.

Los datos correspondientes al ejercicio 2023 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 Último Recurso (COR).

Las previsiones correspondientes a los ejercicios 2024 y 2025, 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 se han realizado considerando lo siguiente:

- Las previsiones del número consumidores y potencias contratadas se corresponden con las remitidas por las Comercializadoras de Último Recurso (COR).
- Las previsiones de la energía consumida se han confeccionado aplicando a la previsión del número de clientes remitidas por las COR, los consumos medios registrados entre septiembre de 2023 y agosto de 2024. Dicha previsión se ha distribuido por periodo tarifario aplicando los porcentajes previstos para cada uno de los ejercicios por las COR.
- Las previsiones de facturación se han estimado aplicando los precios medios registrados en el periodo enero a agosto de 2024, a las previsiones de energía, teniendo en cuenta la senda de reducción de los descuentos establecida en el artículo 20 del 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 social²²

En el Cuadro 24 se detalla el 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 resultante de las anteriores consideraciones.

En relación con el desglose de los pagos realizados con cargo al sistema de liquidaciones, en el Cuadro 25 se muestran las diferencias entre los derechos de cobro de las COR y los importes a aportar por las empresas financiadoras de cada liquidación del bono social, hasta la liquidación 9/2024, última liquidación disponible en el momento de emitir el presente informe. Asimismo, se incluye el excedente considerando que parte del mismo se ha utilizado para financiar el importe pendiente de las liquidaciones 12/2021 a 3/2022.

²² Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2024-12944>

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 2023										
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	366.328	954.726	956.348	237.500	215.085	392.182	844.767	171.925	66.650	- 82.364
Vulnerable - Familias Numerosas	251.045	777.763	779.172	253.737	254.795	458.368	966.900	190.205	69.405	- 110.675
Vulnerable – Pensionistas	63.573	156.536	156.726	40.096	37.816	62.496	140.408	29.262	10.273	- 15.562
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	1.594	6.438	6.435	1.215	1.190	2.091	4.496	868	327	- 424
Vulnerable – Bajos Ingresos	21.195	46.565	46.684	12.838	14.807	25.203	52.847	10.592	6.060	- 3.113
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia	627.818	1.538.808	1.541.094	389.213	391.385	735.513	1.516.110	307.240	85.596	- 180.940
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	127.211	288.843	289.054	128.554	122.483	228.149	479.186	91.244	22.061	- 65.428
Vulnerable Severo – Pensionistas	41.429	89.073	89.223	27.847	24.343	40.542	92.732	19.074	4.555	- 12.488
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	6.819	23.352	23.377	5.719	5.714	10.142	21.575	4.183	1.296	- 2.429
TOTAL	1.507.013	3.882.104	3.888.113	1.096.719	1.067.618	1.954.685	4.119.022	824.594	266.223	- 473.422

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	424.107	992.692	994.449	261.717	249.666	443.557	954.940	158.064	59.106	- 72.390
Vulnerable - Familias Numerosas	261.770	793.013	794.458	266.498	255.930	470.694	993.122	153.394	54.514	- 86.728
Vulnerable – Pensionistas	57.146	154.413	154.605	34.248	32.413	57.586	124.246	20.851	7.060	- 10.624
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	3.504	7.761	7.760	2.702	2.592	4.559	9.854	1.548	593	- 725
Vulnerable – Bajos Ingresos	27.056	52.662	52.804	18.661	18.151	33.190	70.001	11.083	6.366	- 3.075
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia	682.556	1.587.579	1.589.978	436.556	425.278	764.017	1.625.851	265.931	71.726	- 149.502
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	144.142	293.586	293.791	145.304	139.006	247.800	532.110	79.515	18.788	- 55.572
Vulnerable Severo – Pensionistas	32.322	86.126	86.250	19.043	18.254	32.940	70.237	11.880	2.769	- 7.460
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	15.726	30.682	30.719	11.941	11.762	20.859	44.563	6.970	2.079	- 3.924
TOTAL	1.648.329	3.998.514	4.004.814	1.196.669	1.153.052	2.075.202	4.424.924	709.236	223.002	- 390.000

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	503.064	1.111.455	1.113.424	310.912	296.429	525.383	1.132.723	187.491	111.949	- 55.261
Vulnerable - Familias Numerosas	271.624	826.692	828.228	276.497	265.566	488.444	1.030.507	159.169	93.137	- 57.916
Vulnerable – Pensionistas	53.360	143.818	143.991	31.934	30.218	53.863	116.015	19.470	11.182	- 6.384
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	5.705	10.580	10.577	4.412	4.236	7.398	16.046	2.521	1.520	- 760
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia	709.907	1.611.805	1.614.272	454.024	442.274	794.703	1.691.001	276.587	132.772	- 110.711
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	163.683	313.237	313.464	165.125	157.854	281.271	604.249	90.295	41.196	- 44.932
Vulnerable Severo – Pensionistas	28.184	73.191	73.294	16.614	15.914	28.717	61.244	10.359	4.703	- 4.632
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	23.816	41.992	42.044	18.130	17.852	31.504	67.486	10.556	5.282	- 4.231
TOTAL	1.759.343	4.132.769	4.139.294	1.277.647	1.230.342	2.211.283	4.719.272	756.447	401.741	- 284.826

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

Cuadro 25. 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 y 2024

Liquidación	Derechos de cobro COR (€) (A)	Importe a pagar financiadoras (€) (B)	Excedente (B) - (A)
04/2022	47.917.575,53	53.611.011,40	5.693.435,87
05/2022	42.794.192,53	53.945.699,76	11.151.507,23
06/2022	40.177.698,17	55.107.012,21	14.929.314,04
07/2022	46.314.918,14	72.219.556,11	25.904.637,97
08/2022	47.189.895,87	70.640.930,71	23.451.034,84
09/2022	50.462.084,60	68.656.914,62	18.194.830,02
10/2022	35.881.704,18	66.423.366,91	30.541.662,73
11/2022	58.739.488,15	65.973.336,63	7.233.848,48
12/2022	49.535.558,73	66.777.514,15	17.241.955,42
Regularización 13/2022	0	-204.531,27	-204.531,27
01/2023	38.764.184,33	74.480.605,93	35.716.421,60
02/2023	36.725.260,38	71.386.441,35	34.661.180,97
03/2023	51.519.198,27	74.721.267,21	23.202.068,94
04/2023	34.701.796,96	71.065.025,98	36.363.229,02
05/2023	33.511.586,43	71.244.899,53	37.733.313,10
06/2023	33.255.616,97	70.773.150,55	37.517.533,58
07/2023	41.609.994,27	74.347.203,02	32.737.208,75
08/2023	41.199.571,20	74.036.567,71	32.836.996,51
09/2023	42.211.771,39	69.852.702,64	27.640.931,25
10/2023	41.330.200,03	70.112.853,02	28.782.652,99
11/2023	39.249.869,74	71.274.657,24	32.024.787,50
12/2023	40.635.029,31	72.786.056,76	32.151.027,45
01/2024	45.350.053,72	12.451.125,11	-32.898.928,61
02/2024	42.712.344,22	12.104.245,55	-30.608.098,67
03/2024	32.200.407,35	12.145.817,63	-20.054.589,72
04/2024	19.762.411,49	11.910.386,08	-7.852.025,41
05/2024	43.241.711,15	12.000.912,83	-31.240.798,32
06/2024	33.074.039,52	12.040.979,99	-21.033.059,53
07/2024	35.352.015,53	12.568.218,34	-22.783.797,19
08/2024	43.947.964,65	12.464.789,26	-31.483.175,39
09/2024	42.318.866,44	12.134.059,18	-30.184.807,26
TOTAL	1.231.687.009,25	1.549.052.776,14	317.365.766,89

Fuente: 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 2024 se estiman en 23,2 M€, importe correspondiente a los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre agosto de 2023 y julio de 2024.

Se estima que los ingresos previstos por este concepto se mantendrán durante el ejercicio 2025.

4. OTRA INFORMACIÓN

4.1. 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 2024 y 2025 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 2022 y 2023

Cuadro 26. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2022

Comunidad Autónoma	Provincia	2022				
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación Peajes T & D (miles €)	Facturación cargos (miles €)
Andalucía		4.959.009	26.361	33.358	1.075.786	498.521
	Almería	460.933	2.458	3.211	100.413	45.961
	Cádiz	595.979	3.290	4.794	133.439	57.631
	Córdoba	427.953	2.370	2.668	98.582	45.548
	Granada	598.421	2.845	3.000	112.160	53.750
	Huelva	328.500	1.874	3.767	82.372	33.953
	Jaén	416.769	2.051	2.529	85.327	39.964
	Málaga	1.136.835	5.954	6.136	229.393	112.024
	Sevilla	993.619	5.517	7.252	234.097	109.693
Aragón		899.342	5.852	9.088	245.240	101.827
	Huesca	154.174	1.136	2.118	48.053	19.234
	Teruel	127.586	684	874	26.857	11.086
	Zaragoza	617.582	4.033	6.096	170.330	71.507
Asturias	Asturias	730.723	4.490	8.161	170.093	69.093
Baleares	Baleares	735.131	4.874	5.520	199.720	98.687
Canarias		1.225.986	6.443	7.871	260.947	126.070
	Las Palmas	639.930	3.540	4.519	144.526	70.554
	Santa Cruz de Tenerife	586.056	2.902	3.352	116.421	55.516
Cantabria	Cantabria	439.600	2.551	3.297	95.303	38.696
Castilla La Mancha		1.389.072	7.938	10.253	341.224	141.737
	Albacete	256.223	1.429	1.869	64.208	25.929
	Ciudad Real	311.376	1.834	2.224	76.372	31.551
	Cuenca	175.394	912	1.010	37.143	14.350
	Guadalajara	187.008	1.056	1.695	45.883	18.894
	Toledo	459.071	2.706	3.455	117.618	51.013
Castilla y León		1.953.788	10.027	11.736	393.107	159.757
	Ávila	170.458	737	583	27.446	10.628
	Burgos	294.762	1.583	2.302	63.707	25.571
	León	356.572	1.809	1.936	68.025	28.146
	Palencia	130.723	702	975	27.984	10.979
	Salamanca	282.140	1.373	1.347	51.680	21.660
	Segovia	133.157	732	856	29.989	12.026
	Soria	94.323	528	653	20.850	7.889
	Valladolid	323.836	1.796	2.401	74.911	31.534
	Zamora	167.817	766	684	28.515	11.325
Cataluña		4.407.313	28.829	38.887	1.169.612	555.318
	Barcelona	3.020.883	19.613	25.552	796.398	384.604
	Gerona	529.835	3.439	4.005	133.256	62.877
	Lérida	255.338	1.697	2.095	69.170	32.099
	Tarragona	601.257	4.080	7.236	170.787	75.738
Extremadura		614.381	3.161	3.818	128.601	54.821
	Badajoz	374.443	2.002	2.780	84.323	36.186
	Cáceres	239.938	1.159	1.038	44.277	18.635
Galicia		1.653.085	9.095	11.904	360.661	159.189
	La Coruña	682.094	3.865	5.721	154.960	67.688
	Lugo	251.021	1.422	1.774	53.664	22.595
	Orense	231.548	1.160	1.189	44.838	19.290
	Pontevedra	488.422	2.647	3.220	107.198	49.617
La Rioja	La Rioja	244.129	1.281	1.396	51.663	21.538
Madrid	Madrid	3.380.723	20.105	24.486	829.710	393.334
Murcia	Murcia	908.491	5.417	8.202	248.941	108.344
Navarra	Navarra	388.337	2.598	4.582	116.223	48.385
País Vasco		1.313.463	8.543	13.897	333.725	140.835
	Álava	198.657	1.440	2.419	57.660	22.496
	Guipúzcoa	438.176	2.864	4.979	114.995	49.901
	Vizcaya	676.630	4.239	6.499	161.071	68.438
Comunidad Valenciana		3.548.595	19.629	23.816	827.895	368.860
	Alicante	1.443.199	7.804	8.234	309.471	139.480
	Castellón	474.578	2.851	4.276	131.614	54.950
	Valencia	1.630.818	8.975	11.306	386.810	174.430
Total		28.791.168	167.194	220.272	6.848.451	3.085.011

Fuentes: CNMC

Cuadro 27. 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

4.2. 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, esta Comisión se remite a los balances recogidos en el modelo Excel que acompaña a la propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes de transporte y electricidad para 2025, incluidos en el Anexo V del informe.

Notifíquese el presente acuerdo 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 2024 Y 2025 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 2024 a los precios de la Resolución de 21 de diciembre de 2023 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de la Orden TED/1312/2022 y la Orden TED/113/2024 desagregado por subsistema.

		INGRESOS DE ACCESO (Miles de €)					
	Consumo (GWh)	PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
Baja tensión	107.978	6.244.960	236.674	287.430	7.747	8.718	6.785.528
2.0 TD	73.630	5.116.189	173.375	230.410	5.580	6.657	5.532.210
3.0 TD	34.264	1.123.601	63.194	56.883	2.167	2.061	1.247.907
3.0 TDVE	84	5.170	105	136	-	-	5.411
Alta tensión	116.556	2.224.638	39.540	74.639	1.466	2.157	2.342.440
6.1 TD	66.507	1.710.421	37.609	73.233	1.466	2.157	1.824.886
6.1 TDVE	16	1.505	13	-	-	-	1.518
6.2 TD	21.811	284.251	1.707	1.375	-	-	287.333
6.3 TD	10.042	103.130	43	10	-	-	103.183
6.4 TD	18.180	125.331	167	21	-	-	125.518
Total	224.534	8.469.598	276.213	362.069	9.213	10.875	9.127.968

Fuente: CNMC

Cuadro I. 2 Ingresos de acceso previstos para 2025 a los precios de la propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establecen los peajes de transporte y distribución para 2025 y a los precios de cargos de la Orden TED/1312/2022 y la Orden TED/113/2024, desagregados por subsistema.

		INGRESOS DE ACCESO (Miles de €)					
	Consumo (GWh)	PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
Baja tensión	108.714	6.291.827	237.195	290.424	7.807	8.720	6.835.973
2.0 TD	74.116	5.136.159	173.380	232.976	5.614	6.680	5.554.810
3.0 TD	34.491	1.149.013	63.626	57.132	2.192	2.040	1.274.002
3.0 TDVE	107	6.654	190	317	1	-	7.161
Alta tensión	118.789	2.041.685	38.354	69.655	1.589	1.970	2.153.253
6.1 TD	67.632	1.585.526	36.571	68.337	1.589	1.970	1.693.993
6.1 TDVE	23	1.868	12	-	-	-	1.880
6.2 TD	22.282	273.440	1.619	1.297	-	-	276.355
6.3 TD	10.193	89.334	33	8	-	-	89.375
6.4 TD	18.659	91.517	119	13	-	-	91.650
Total	227.503	8.333.511	275.549	360.079	9.396	10.690	8.989.226

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 2024 Y 2025

ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2024 Y 2025

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 2023 y 2024.

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 2024 (57,35 €/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 30 de septiembre de 2024 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 2025 (70,0 €/MWh) se ha estimado teniendo en cuenta las cotizaciones del producto base anual de OMIP de fecha 11 de octubre de 2024.

- El precio del mercado diario se ha apuntado por tecnología conforme al apuntamiento registrado en el periodo comprendido entre octubre de 2023 y septiembre de 2024.
- Los balances de energía previsto para el ejercicio 2024 y 2025 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 2024 y 2025 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 2024 y 2025.

- 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 2024, se ha tenido en cuenta la suspensión temporal establecida en el punto 1 del artículo 23 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre.

A efectos de la compensación prevista en el punto 2 del citado artículo 23, se indica que el impuesto sobre la producción sin considerar la suspensión temporal del impuesto sobre la producción asciende a 1.714 M€.

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 €)
2024	1.384.840
2025	1.956.505

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 2023 y 2024²³ se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2022 y septiembre de 2023 (270,08 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 €)
2024	249.884
2025	249.884

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

²³ No se ha tenido en cuenta el posible impacto de la Resolución del Tribunal Económico-Administrativo Central, en la que se establece que en el cálculo del impuesto se debe tener en cuenta exclusivamente el número de días en que los elementos de combustible nuclear han estado operando dentro del reactor.

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 2023 y 2024 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2022 y septiembre de 2023 (4,9 M€).

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

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear (miles de €)
2024	7.852
2025	7.852

Fuente: CNMC

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

El Real Decreto 198/2015²⁴, 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

²⁴ Disponible en <https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-3182>

cuenta la información aportada en la Memoria que acompaña al Real Decreto 198/2015²⁵, según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada.

Para 2024 se estiman en 192,4 M€ y para 2025 en 212,6 €, 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 €)
2024	192.420
2025	212.553

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 2024 y 2025 en el sector eléctrico y la estructura de la demanda de gas natural del ejercicio 2024 según la última información disponible y la prevista por la CNMC para el año gas 2024 y 2025 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 2025.

²⁵ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

Cuadro II. 5 Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2024	154.707	26.485
2025	152.003	24.770

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 Presupuestos Generales del Estado para 2025. 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 €)
2024	1.100.000
2025	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 2024 y 2025

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 2024 y 2025 ascenderían a 3.116 M€ y 3.703 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

	2024	2025
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.016.187	2.603.565
Recaudación Impuesto sobre la producción	1.384.840	1.956.505
Impuesto nuclear	249.884	249.884
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado	7.852	7.852
Recaudación canon hidráulico	192.420	212.553
Impuestos especiales hidrocarburos	154.707	152.003
Impuesto carbón	26.485	24.770
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	1.100.000	1.100.000
TOTAL	3.116.187	3.703.565

Fuente: CNMC

Cuadro II. 8. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2024

2024	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	119.895	10.259.220	47.562	-	10.306.782	586.198	26.110	-	257.735	187.745	1.057.789
	Hidráulica	37.391	2.441.649	10.633		2.452.282	139.474				187.745	327.219
	Nuclear	52.445	3.262.238			3.262.238	185.540			257.735		443.275
	Carbón	3.350	499.697			499.697	28.420	26.110				54.530
	CCGT'S	26.709	4.055.635	36.929		4.092.564	232.765					232.765
	Producción RECORE	135.539	6.823.643	-	4.401.535	11.225.178	638.432	-	-	-	4.675	643.107
	Cogeneración	16.068	1.048.363		813.766	1.862.129	105.909					105.909
	Solar Fotovoltaica	42.629	1.784.110		1.985.424	3.769.534	214.392					214.392
	Solar Termosolar	4.318	180.702		979.686	1.160.388	65.997					65.997
	Eólica	61.485	3.147.565		406	3.147.972	179.041					179.041
	Hidráulica	5.651	311.383		789	312.172	17.755				4.675	22.430
	Biomasa	3.701	241.438		231.000	472.439	26.870					26.870
	Residuos	1.678	109.477		24.005	133.481	7.592					7.592
	Tratamiento de Residuos	-	-		366.303	366.303	20.833					20.833
	Otras tecnologías renovables	9	605		156	761	43					43
Sistemas no peninsulares	Sistema balear	4.328	344.944		451.006	795.950	45.270	375	-	-	-	45.644
	Carbón	53	4.595		20.461	25.056	1.425	375				1.800
	Fuéloleo	-	-		12	12	1					1
	Gasóleo	332	28.701		121.997	150.698	8.571					8.571
	Gas natural	3.125	270.011		274.022	544.033	30.942					30.942
	Producción RECORE	817	41.637		34.514	76.151	4.331					4.331
	Sistema canario	8.845	592.361		1.321.573	1.913.934	108.855	-	-	-	-	108.855
	Fuéloleo	3.028	235.125		494.244	729.369	41.483					41.483
	Gasóleo	3.831	297.542		731.094	1.028.636	58.504					58.504
	Gas natural	-	-		-	-	-					-
	Diésel	92	7.138		29.906	37.044	2.107					2.107
	Hidroeléctrica	22	1.735		2.256	3.990	227					227
	Producción RECORE	1.872	50.820		64.074	114.894	6.535					6.535
	Ceuta y Melilla	390	29.068		77.921	106.989	6.085	-	-	-	-	6.085
	Fuéloleo	378	28.249		71.304	99.553	5.662					5.662
	Gasóleo	1	87		6.585	6.672	379					379
	Producción RECORE	11	731		32	763	43					43
Consumo gas natural	Uso doméstico	156.749							84.577			84.577
	Uso industrial	29.994							70.131			70.131
Total		268.997	18.049.236	47.562	6.252.035	24.348.833	1.384.840	26.485	154.707	257.735	192.420	2.016.187

Fuente: CNMC

Cuadro II. 9. 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	118.802	12.456.077	45.269	-	12.501.346	875.094	24.770	-	257.735	207.545	1.365.145
	Hidráulica	33.865	2.620.931	10.633		2.631.564	184.209		-	-	207.545	391.755
	Nuclear	53.892	4.091.621	-		4.091.621	286.413		-	257.735		544.149
	Carbón	3.178	578.610	-		578.610	40.503	24.770	-	-		65.273
	CCGT'S	27.868	5.164.916	34.636		5.199.552	363.969					363.969
	Producción RECORE	144.891	8.954.802	-	4.170.342	12.765.793	893.606	-	-	-	5.007	898.613
	Cogeneración	15.944	1.269.688		656.286	1.925.974	134.818					134.818
	Solar Fotovoltaica	46.800	2.390.698		2.022.437	4.413.135	308.919					308.919
	Solar Termosolar	4.537	231.764		999.576	1.231.340	86.194					86.194
	Eólica	62.413	3.899.746		584	3.900.329	273.023					273.023
	Hidráulica	5.509	370.502		1.029	371.531	26.007				5.007	31.015
	Biomasa	3.617	288.063		187.903	475.966	33.318					33.318
	Residuos	1.782	141.917		19.536	161.453	11.302					11.302
	Tratamiento de Residuos	39	3.075		282.838	282.838	19.799					19.799
	Otras tecnologías renovables	4.250	359.351		152	3.227	226					226
Sistemas no peninsulares	Sistema balear	4.250	359.351		414.831	774.182	54.193	-	-	-	-	54.193
	Carbón	-	-		14.872	14.872	1.041	-	-	-	-	1.041
	Fuélóleo	-	-		5	5	0	-	-	-	-	0
	Gasóleo	271	25.124		106.908	132.032	9.242					9.242
	Gas natural	2.927	271.585		258.894	530.479	37.134					37.134
	Producción RECORE	1.053	62.642		34.151	96.793	6.775					6.775
	Sistema canario	8.958	620.921		1.186.015	1.806.936	126.485	-	-	-	-	126.485
	Fuélóleo	3.184	278.466	-	453.796	732.263	51.258	-	-	-	-	51.258
	Gasóleo	3.800	332.360		635.668	968.028	67.761					67.761
	Gas natural	-	-		-	-	-					-
	Diésel	95	8.310		27.265	35.575	2.490					2.490
	Hidroeléctrica	20	1.785		4.041	5.825	408					408
	Producción RECORE	1.859	-		65.245	65.245	4.567					4.567
	Ceuta y Melilla	398	33.628		68.196	101.825	7.128	-	-	-	-	7.128
Consumo gas natural	Fuélóleo	387	32.781	-	61.260	94.041	6.583			-	-	6.583
	Gasóleo	1	80		6.905	6.985	489	-		-	-	489
	Producción RECORE	10	767		32	799	56					56
Consumo gas natural	Producción RECORE	152.854	-		-	-	-		82.475			82.475
	Uso doméstico	29.736							69.527			69.527
Total		277.299	22.424.779	45.269	5.839.384	27.950.081	1.956.505	24.770	152.003	257.735	212.553	2.603.565

Fuente: CNMC

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2024 Y 2025

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2024 Y 2025

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 2025. En el Cuadro III.1 se presenta la mejor estimación que resultaría para los ejercicios 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. 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 2021 a 2025

Ejercicio	Retribución del transporte (miles de €)	Retribución de la distribución (miles de €)
2021		5.272.561
2022	1.485.417	5.323.992
2023	1.472.762	5.434.806
2024	1.191.367	5.625.212
2025	1.216.569	5.826.374

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 2025 y memoria que le acompaña

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 14/2024 y, por tanto, con impacto en la liquidación definitiva de 2024.

Cuadro III. 2. Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2024 y previsión de retribución de la Liquidación definitiva de 2024

	Previsión inicial (A)	Liquidación definitiva 2024 (B)	(B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Retribución ejercicio 2024 (A)	6.859.752	6.816.579	- 43.172	-0,6%
Transporte	1.250.061	1.191.367	- 58.693	-4,7%
Distribución	5.609.691	5.625.212	15.521	0,3%
Desvíos de ejercicios anteriores (B)	- 132.036	395.296	527.332	-399,4%
Transporte	-	- 79.304	- 79.304	n.a.
Desvíos ejercicio 2020		1.557	1.557	
Desvíos ejercicio 2021		- 61.155	- 61.155	
Desvíos ejercicio 2022		- 3.525	- 3.525	n.a.
Desvíos ejercicio 2023		- 16.181	- 16.181	n.a.
Distribución	- 132.036	474.601	606.636	-459,4%
Desvíos 2016-2019	- 94.388	- 17.814	76.574	-81,1%
Desvíos ejercicio 2020	-	69.814	69.814	n.a.
Desvíos ejercicio 2021	- 37.647	79.063	116.710	-310,0%
Desvíos ejercicio 2022		130.494	130.494	n.a.
Desvíos ejercicio 2023		213.044	213.044	n.a.
Total (A) + (B)	6.727.716	7.211.876	484.159	7,2%
Transporte	1.250.061	1.112.063	- 137.998	-11,0%
Distribución	5.477.655	6.099.813	622.157	11,4%

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 2025 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 2024 y 2025.

Adicionalmente, se aporta la información relativa a los ejercicios 2022 y 2023 de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables e

instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW (categoría B de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio) localizadas en Territorio No Peninsular.

2.1. Previsión para el cierre de 2024 y 2025

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 2024 y para 2025, 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 2024 y 2025, 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.

La retribución por inversión prevista para el cierre del año 2024 y 2025 tiene 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 las previsiones relativas a la Retribución a la operación (Ro) se ha tomado como base los últimos datos de liquidaciones reales, correspondientes al tercer trimestre de 2024, y se ha presupuestado que las instalaciones cuya Ro depende esencialmente de los precios de los combustibles (fundamentalmente cogeneraciones y tratamiento de residuos) mantendrán un funcionamiento similar al de dicho trimestre.

Asimismo, se han tenido en cuenta los correspondientes ajustes debido al final de vida útil de las instalaciones, así como la estimación del ajuste por afección a la retribución a la inversión para las instalaciones tipo de biomasa por la desviación del flujo de caja contemplado en la Orden TED/526/2024, de 31 de mayo. También se ha considerado el ajuste transitorio a posteriori por desviación del precio del mercado eléctrico y del precio del combustible en el primer semestre del año 2024 para las instalaciones cuyos costes dependen principalmente del combustible, establecido en la referida Orden TED 526/2024.

Se ha incluido el efecto sobre el régimen retributivo específico de la minoración del IVPEE durante el primer semestre del año 2024, de acuerdo con las

liquidaciones a realizar por la CNMC según el mandato contenido en el Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre.

La previsión de retribución específica para los territorios no peninsulares para el año 2025 se ha estimado en 99 millones de euros, cifra inferior que la que figuraba en el acuerdo INF/DE/062/24 aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 13 de junio de 2024, debido a la actualización de la estimación a partir de la nueva información disponible.

Por último, al igual que en el informe elaborado el pasado año, debido a la cada vez mayor proporción de instalaciones renovables no sujetas a régimen retributivo específico, en los cuadros siguientes 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 2024 como para el ejercicio 2025, 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):

Cuadro III. 3. Previsión para el cierre de 2024 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 31/12/2024 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	3.281	12.431	2	842	- 27	817
SOLAR FV	8.167	13.752	2.119	-	- 38	2.081
SOLAR TE	2.277	5.082	995	3	- 19	980
EOLICA	19.304	35.213	1	-	- 0	0
HIDRAULICA	772	1.815	1	-	- 0	1
BIOMASA	912	3.427	56	177	- 1	231
RESIDUOS	515	1.739	9	15	- 0	24
TRAT. RESIDUOS	552	3.053	-	378	- 11	366
OTRAS T. RENOV.	5	6	0	0	-	0
TOTAL	35.784	76.518	3.183	1.415	- 97	4.500
Península						
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	3.265	12.394	2	839	- 27	814
SOLAR FV	7.927	13.396	2.022	-	- 37	1.985
SOLAR TE	2.277	5.082	995	3	- 19	980
EOLICA	19.007	34.512	1	-	- 0	0
HIDRAULICA	772	1.815	1	-	- 0	1
BIOMASA	908	3.421	55	177	- 1	231
RESIDUOS	438	1.412	9	15	- 0	24
TRAT. RESIDUOS	552	3.053	-	378	- 11	366
OTRAS TEC. RENOV.	5	6	0	0	-	0
TOTAL	35.151	75.090	3.085	1.412	- 95	4.402
Baleares						
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	7	38	0	3	- 0	3
SOLAR FV	77	114	32	-	- 1	31
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	4	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	0	-	-	0
RESIDUOS	75	314	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	165	466	32	3	- 1	35

Canarias						
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-	-
SOLAR FV	163	242	65	-	- 1	64
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	293	702	0	-	- 0	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	1	5	-	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	465	949	65	-	- 1	64

Ceuta y Melilla						
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	-	- 0,00	0,03
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	11,87	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2	12	0,03	-	- 0	0,03

Fuente: CNMC

Cuadro III. 4. Previsión 2025 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2025 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	3.281	12.162	2	657	659
SOLAR FV	8.167	13.752	2.119	-	2.119
SOLAR TE	2.277	5.082	995	4	1.000
EOLICA	19.304	32.642	1	-	1
HIDRAULICA	772	1.717	1	-	1
BIOMASA	912	3.420	56	133	188
RESIDUOS	515	1.734	9	11	20
TRAT. RESIDUOS	552	2.908	-	283	283
OTRAS T. RENOV.	5	6	0	0	0
TOTAL	35.784	73.422	3.183	1.087	4.270

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2025 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	3.265	12.124	2	654	656
SOLAR FV	7.927	13.396	2.022	-	2.022
SOLAR TE	2.277	5.082	995	4	1.000
EOLICA	19.007	31.958	1	-	1
HIDRAULICA	772	1.717	1	-	1
BIOMASA	908	3.414	55	133	188
RESIDUOS	438	1.407	9	11	20
TRAT. RESIDUOS	552	2.908	-	283	283
OTRAS TEC. RENOV.	5	6	0	0	0
TOTAL	35.151	72.012	3.086	1.085	4.170
Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2025 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	7	38	0	2	2
SOLAR FV	77	114	32	-	32
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	0	-	0
RESIDUOS	75	314	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	165	466	32	2	34
Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2025 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-
SOLAR FV	163	242	65	-	65
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	293	685	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	1	5	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	465	932	65	-	65
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	0,058	0,079	0,032	-	0,032
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,168	11,867	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,226	11,945	0,032	-	0,032

Fuente: CNMC

2.2. Retribución específica de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular correspondientes a los ejercicios 2022 y 2023

A continuación se detalla la Retribución de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular (TNP) correspondientes a los ejercicios 2022 y 2023. Es decir, proporciona la generación de las instalaciones enmarcadas en la categoría B²⁶ de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio²⁷ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares.

A los efectos se ha tenido en cuenta la siguiente información de las instalaciones de la categoría B²⁸:

- Los datos del ejercicio 2022 y 2023 se basan en 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 febrero²⁹.
- Para el 2023 se dispone de información hasta la liquidación n.º 9, referida a la energía producida durante el mes de septiembre.

²⁶ «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.»

²⁷ 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.

²⁸ En particular, se hace notar que en esta categoría B se incluirían 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 la anteriormente citada disposición transitoria undécima del RD 738/2015, y sin perjuicio de lo previsto en su disposición adicional décima ('Retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con régimen económico primado otorgado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de las instalaciones con régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio').

²⁹ Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

2.2.1. Año 2022

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2022 alcanzó los 1,54 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 100.881 miles €³⁰, de los cuales el 50% serán financiados con cargo PGE.

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 2022, para el conjunto de los TNP y su desglose por sistemas. Se incluye la información del efecto de la suspensión del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) en el año 2022, de acuerdo con las liquidaciones a realizar por la CNMC, según el mandato contenido en los Reales Decretos-leyes 29/2021, de 21 de diciembre y 11/2022, de 25 de junio.

Cuadro III. 5 Potencia instalada, energía generada y retribución específica de las instalaciones ‘categoría B’ en los territorios no peninsulares. Año 2022

Total SNP						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2022 (GWh)	Retribucion inversion 2022 (M€)	Retribución operacion 2022 (M€)	Ajuste IVPEE 2022 (M€)	Total retribución específica 2022 (M€)
COGENERACION	14,66	26,03	0,17	1,77	- 0,40	1,54
SOLAR FV	240,32	355,18	102,12	0,00	- 10,04	92,09
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	322,37	863,01	12,50	-	- 6,76	5,74
HIDRAULICA	0,46	3,44	-	-	-	-
BIOMASA	3,40	10,35	0,71	-	- 0,13	0,58
RESIDUOS	76,97	277,82	4,52	-	- 3,59	0,93
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	658,17	1.535,82	120,03	1,77	- 20,92	100,88

³⁰ Se hace notar que, con fecha 28 de noviembre de 2023, la SSR de la CNMC aprobó el pago del importe de 106.133 miles € en concepto de retribución específica de las instalaciones de generación ubicadas en los TNP correspondiente al ejercicio 2022 en la liquidación provisional Nº 15 de 2022 —de las aportaciones presupuestarias y de las actividades del sector eléctrico—, habiendo sido financiada el 50% de dicha retribución, esto es, 53.066.599,60 euros, con cargo a los PGE en virtud de lo dispuesto en la disposición 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.

Baleares						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2022 (GWh)	Retribucion inversion 2022 (M€)	Retribución operacion 2022 (M€)	Ajuste IVPEE 2022 (M€)	Total retribución específica 2022 (M€)
COGENERACION	6,27	26,03	0,17	1,77	- 0,40	1,54
SOLAR FV	77,49	111,46	33,87	0,00	- 3,31	30,57
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	3,67	1,45	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	2,13	1,78	0,71	-	- 0,13	0,58
RESIDUOS	74,80	266,12	4,33	-	- 3,48	0,85
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	164,36	406,84	39,09	1,77	- 7,31	33,54

Canarias						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2022 (GWh)	Retribucion inversion 2022 (M€)	Retribución operacion 2022 (M€)	Ajuste IVPEE 2022 (M€)	Total retribución específica 2022 (M€)
COGENERACION	8,38	-	-	-	-	-
SOLAR FV	162,77	243,65	68,22	-	- 6,73	61,48
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	318,70	861,56	12,50	-	- 6,76	5,74
HIDRAULICA	0,46	3,44	-	-	-	-
BIOMASA	1,27	8,56	-	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	491,59	1.117,21	80,72	-	- 13,49	67,22

Ceuta y Melilla						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2022 (GWh)	Retribucion inversion 2022 (M€)	Retribución operacion 2022 (M€)	Ajuste IVPEE 2022 (M€)	Total retribución específica 2022 (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,07	0,03	-	- 0,00	0,03
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	11,69	0,19	-	- 0,11	0,08
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2,23	11,77	0,22	-	- 0,11	0,11

Fuente: CNMC

2.2.2. 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 €³¹, de los cuales el 50% serán financiados con cargo PGE.

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 2023, 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 2023

Total SNP						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2023 (GWh)	Retribucion inversion 2023 (M€)	Retribución operacion 2023 (M€)	Ajuste IVPEE 2023 (M€)	Total retribución específica 2023 (M€)
COGENERACION	14,66	36,30	0,06	2,56	-	2,62
SOLAR FV	240,28	351,66	97,40	-	- 0,00	97,40
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	300,52	668,28	0,01	-	-	0,01
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	3,40	7,49	0,39	-	-	0,39
RESIDUOS	76,97	277,10	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	635,82	1.340,83	97,86	2,56	- 0,00	100,42

³¹ 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 Nº 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 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.

Baleares						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2023 (GWh)	Retribucion inversion 2023 (M€)	Retribución operacion 2023 (M€)	Ajuste IVPEE 2023 (M€)	Total retribución específica 2023 (M€)
COGENERACION	6,27	36,30	0,06	2,56	-	2,62
SOLAR FV	77,49	109,29	32,44	-	- 0,00	32,44
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	3,67	1,34	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	2,13	0,90	0,39	-	-	0,39
RESIDUOS	74,80	266,27	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	164,36	414,11	32,89	2,56	- 0,00	35,45

Canarias						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2023 (GWh)	Retribucion inversion 2023 (M€)	Retribución operacion 2023 (M€)	Ajuste IVPEE 2023 (M€)	Total retribución específica 2023 (M€)
COGENERACION	8,38	-	-	-	-	-
SOLAR FV	162,73	242,29	64,93	-	- 0,00	64,93
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	296,85	666,94	0,01	-	-	0,01
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	1,27	6,59	-	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	469,24	915,82	64,94	-	- 0,00	64,94

Ceuta y Melilla						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2023 (GWh)	Retribucion inversion 2023 (M€)	Retribución operacion 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

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 A”³², de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio³³ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) para los ejercicios 2022 al 2025, 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 2025.

Al respecto, se realizan las siguientes consideraciones:

- Los datos del ejercicio 2022 se basan en las liquidaciones de despacho C6³⁴ para el periodo enero-septiembre que realiza el OS, así como en liquidaciones mensuales finales C5 para el resto del año a cuenta de la definitiva para las instalaciones de generación en los TNP.
- Los importes del ejercicio 2023 han sido calculados con los valores de las liquidaciones de despacho C6 para el periodo enero-agosto que realiza el OS, así como con los valores de las liquidaciones mensuales C5 y C4 para los meses de septiembre y octubre, y para los meses de noviembre y diciembre, respectivamente.
- Los importes del ejercicio 2024 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.

³² 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.

³³ 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.

³⁴ 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.

- Las previsiones del ejercicio 2025 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 2025 [INF/DE/062/24]» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) de la CNMC en su sesión de 13 de junio de 2024; se ha actualizado la estimación realizada entonces con la mejor información disponible a la fecha de redacción de este documento.

3.1. Ejercicio 2022

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A' en b.c. en los TNP durante el año 2022 alcanzó los 12,16 TWh, con unos costes totales de generación de 3.852.426 miles € (costes fijos 372.865 miles € y costes variables 3.479.560 miles €), los cuales han sido determinados sobre la base de las liquidaciones excepcionales de despacho C6 para el periodo enero - septiembre de 2022, así como mensuales finales C5 para el resto de los meses del año, las cuales ya incluirían los precios definitivos de los combustibles para el ejercicio 2022 publicados en las Resoluciones de la DGPEM de fechas 7³⁵ y 15³⁶ de junio y de 5³⁷ de agosto de 2023.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (3.479.560 €) 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

³⁵ Resolución de 7 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del combustible gas natural del año 2022 a aplicar en la liquidación de dicho ejercicio de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

³⁶ Resolución de 15 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diesel oil, y gasoil en el segundo semestre del año 2022, a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

³⁷ Resolución de 5 de agosto de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto, precios de combustible en puerto, e impuestos especiales, aplicables al fuel oil, diesel oil, y gasoil en el primer semestre del año 2022 y para la hulla en el año 2022, a aplicar en la liquidación de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

costes operativos (financiación del OS³⁸) definidos en el artículo 36 del precitado 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.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones `categoría A´ en los TNP en el año 2022 alcanzan un total de 3.751.994 miles € (1.619.889 miles € correspondientes a Baleares, 2.018.681 miles € a Canarias y 113.424 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 (2.313.467 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.438.527 miles €), los cuales se desglosan en 656.130 miles € a cargo de PGE (de los cuales, 1.093 miles € en concepto de cuotas extraordinarias a abonar a la CORES en ejecución de la Sentencia del Tribunal Supremo 1337/2021 de fecha 16 de noviembre de 2021 recaída en el recurso contencioso-administrativo número 301/2020 interpuesto contra la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto³⁹) y 782.397 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 saldo negativo de 100.432 miles € (3.751.994- 3.852.426 miles €), correspondiendo un importe de 113.349 miles € a pagar con cargo a PGE y una cuantía de 12.918 miles € a devolver al sistema eléctrico.

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2022 asciende a 1.538.959 miles €, (783.047 miles € correspondientes a Baleares, 714.027 miles € a Canarias y 41.885 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 3.852.426 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 2.313.467 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

³⁸ La aplicación del IVPEE fue suspendida durante los cuatro trimestres del año 2022 por los Reales Decretos-leyes 29/2021, de 21 de diciembre, 6/2022, de 29 de marzo y 11/2022, de 25 de junio.

³⁹ Orden TED/456/2020, de 27 de mayo, por la que se aprueban cuotas extraordinarias a abonar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos como consecuencia de los efectos de la crisis ocasionada por el COVID-19.

liquidación definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro III. 7 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2022

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.899	6.879	380	12.158
Coste generación SNP (A)	miles €	1.706.323	2.033.213	112.890	3.852.426
Retribución costes fijos	miles €	154.547	189.208	29.111	372.865
Retribución costes variables (1)	miles €	1.551.776	1.844.005	83.780	3.479.560
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	923.276	1.319.186	71.005	2.313.467
Retribución adicional SNP (A) - (B)	miles €	783.047	714.027	41.885	1.538.959
Financiada con cargo a PGE (50% PGE)	miles €	391.523	357.013	20.943	769.479
Financiada con cargo a sector eléctrico (50% SE)	miles €	391.523	357.013	20.943	769.479
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	696.613	699.495	42.419	1.438.527
Con cargo a PGE	miles €	316.900	318.488	20.742	656.130
Liquidaciones provisionales Nº 1 a 15	miles €	316.900	318.488	19.649	655.037
Orden TED/1315/2022 DA 1º	miles €	-	-	1.093	1.093
Con cargo al sector Eléctrico	miles €	379.713	381.007	21.677	782.397
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	- 86.434	- 14.532	534	- 100.432
Con cargo a PGE [(C PGE) - (50% PGE)]		- 74.623	- 38.525	- 201	- 113.349
Con cargo a sector eléctrico [(C SE) - (50% SE)]		- 11.810	23.994	734	12.918

(1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS e impuestos especiales.

Fuente: CNMC

3.2. 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 2.778.089 miles € (costes fijos 358.191 miles € y costes variables 2.419.898 miles €), los cuales ya incluirían los precios definitivos de los combustibles para el ejercicio 2023 publicados en las Resoluciones de la

DGPEM de fechas 21 de septiembre de 2023⁴⁰ y 28 de febrero⁴¹, 28 de junio⁴² y 19 de julio⁴³ de 2024.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (2.419.898 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 OS⁴⁴)* 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.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones *‘categoría A’* en los TNP en el año 2023 alcanzan un total de 2.806.422 miles € (843.236 miles € correspondientes a Baleares, 1.860.160 miles € a Canarias y 103.026 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 (1.264.286 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.542.136 miles €), los cuales se desglosan en 771.068 miles € a cargo de PGE y en 771.068 miles € a cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC.

⁴⁰ Resolución de 21 de septiembre de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diesel 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 territorios no peninsulares.

⁴¹ Resolución de 28 de febrero de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diesel oil, gasoil y hulla en el segundo semestre del año 2023 a aplicar en la liquidación de dicho período de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

⁴² Resolución de 28 de junio de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, 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 territorios no peninsulares.

⁴³ Resolución de 19 de julio de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se corrigen errores en la de 28 de junio de 2024, 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 territorios no peninsulares.

⁴⁴ La aplicación del 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 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.

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo de 28.333 miles € (2.806.422 – 2.778.089 miles €), correspondiendo un importe de 14.167 miles € a devolver tanto por parte del PGE como del 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 1.513.803 miles €, (388.936 miles € correspondientes a Baleares, 1.062.005 miles € a Canarias y 62.862 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.778.089 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 1.264.286 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 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 €	840.496	1.835.007	102.586	2.778.089
Retribución costes fijos	miles €	140.170	189.628	28.393	358.191
Retribución costes variables (1)	miles €	700.326	1.645.379	74.193	2.419.898
		-	-		
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	451.560	773.002	39.724	1.264.286
Retribución adicional SNP (A) - (B)	miles €	388.936	1.062.005	62.862	1.513.803
Financiada con cargo a PGE (50% PGE)	miles €	194.468	531.003	31.431	756.901
Financiada con cargo a sector eléctrico (50% SE)	miles €	194.468	531.003	31.431	756.901
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 €	2.740	25.153	440	28.333
Con cargo a PGE [(C PGE) - (50% PGE)]	miles €	1.370	12.577	220	14.167
Con cargo a sector eléctrico [(C SE) - (50% SE)]	miles €	1.370	12.576	220	14.167

(1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS e impuestos especiales.

Fuente: CNMC

3.3. Ejercicio 2024

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 2024, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c a partir de instalaciones ‘categoría A’ en los TNP durante 2024 alcance los 10,86 TWh, cuantía inferior en 5,41 TWh a su homóloga en 2023, debido, entre otros aspectos, a una mayor programación del cable Península – Baleares —que supondrá un menor consumo de gas natural en el archipiélago balear— a consecuencia de lo previsto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre⁴⁵.

Los costes totales de generación se estiman en 2.625.067 miles de € (costes fijos 362.484 miles € y costes variables 2.262.582 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 2024 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 2024 y previsión de 2025 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 descenso registrado por el precio de los derechos de emisión en el ejercicio 2024, con una promedio de 64,57 €/tCO₂ de acuerdo con la plataforma SENDECO₂ para los meses de enero a octubre, y tomando como referencia las cotizaciones a fecha 11 de octubre de 2024 en el mercado de futuros de la plataforma *European Energy Exchange* (EEX) para los meses restantes.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (2.262.582 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

⁴⁵ El último párrafo de la citada disposición transitoria segunda ('Precios de los combustibles fósiles a efectos de despacho en los territorios no peninsulares') establece que: *«El precio del combustible gas natural en Baleares a efectos de despacho se calculará mensualmente como la media de los precios diarios resultantes del Mercado Organizado de Gas en la Península Ibérica (PVB) del mes anterior.»*

denominados `otros costes operativos (financiación del OS e IVPEE⁴⁶)´ 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.

Los ingresos obtenidos por las instalaciones `categoría A´ en los TNP en el año 2024 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzarían un total de 873.184 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 303.307 miles € correspondientes a Baleares, 541.540 miles € a Canarias y 28.337 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 entre los meses de enero a septiembre de 2024 por la energía producida en esos meses. Adicionalmente, para los meses de octubre a diciembre, se ha considerado la demanda prevista por esta CNMC para esos meses y un PMP estimado igual a 72,57 €/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 11 de octubre de 2024 para los 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 2023 (último año natural completo disponible), lo cual da lugar a precios de 96,19 €/MWh en Baleares, 90,68 €/MWh en Canarias y 87,76 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2024 asciende a 1.751.883 miles €, (416.493 miles € correspondientes a Baleares, 1.257.501 € a Canarias y 77.889 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.625.067 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 873.184 miles €.

El Cuadro III. 9 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

⁴⁶ 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.

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 2024

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.511	6.973	379	10.863
Coste generación SNP (A)	miles €	719.800	1.799.041	106.226	2.625.067
Retribución costes fijos	miles €	139.845	192.190	30.449	362.484
Retribución costes variables (1)	miles €	579.955	1.606.851	75.777	2.262.583
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	303.307	541.540	28.337	873.184
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	416.493	1.257.501	77.889	1.751.883
Financiada por PGE	miles €	208.247	628.751	38.945	875.942
Financiada por sector eléctrico	miles €	208.247	628.751	38.945	875.942

(1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS e impuestos especiales.

Fuente: CNMC

3.4. Ejercicio 2025

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» [INF/DE/062/24] aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 13 de junio de 2024, 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 ii) el PMP para ese ejercicio.

Esta nueva previsión de retribución adicional, superior a la proporcionada en junio, se basa en la estimación para el 2025 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 2024 y previsión de 2025 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla», si bien los costes variables 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 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 2025 a

fecha 11 de octubre de 2024, y iii) el precio de los derechos de emisión para el ejercicio 2025, el cual ascendería a 66,24 €/tCO₂ de acuerdo con el mercado de futuros de la plataforma European Energy Exchange (EEX) a fecha 11 de octubre de 2024.

Se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones 'categoría A' en los TNP durante 2025 alcance los 10,69 TWh, cuantía inferior en 0,178 TWh a su homóloga en 2024, debido, entre otros aspectos, a un incremento de la programación del cable Península–Baleares y a la progresión del autoconsumo.

Los costes totales de generación se estiman en 2.520.105 miles € (costes fijos 357.943 miles € y costes variables 2.162.163 miles €). Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (2.162.163 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 los denominados 'otros costes operativos (financiación del OS e IVPEE)' definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015. 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.

Los ingresos reconocidos a 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 950.491 miles €, los cuales se desglosarían por sistemas en 296.709 miles € correspondientes a Baleares, 620.921 miles € a Canarias y 32.861 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2025 es igual a 70 €/MWh, el cual se corresponde con el previsto en el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación año 2025 a fecha 11 de octubre de 2024. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2023, lo cual da lugar a precios de 92,79 €/MWh en Baleares, 87,47 €/MWh en Canarias y 84,65 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2025 ascendería a 1.569.614 miles €, (380.681 miles € correspondientes a Baleares, 1.120.769 miles € a Canarias y 68.164 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.520.105 miles €

menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 950.491 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 2025

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.198	7.099	388	10.685
Coste generación SNP (A)	miles €	677.390	1.741.690	101.025	2.520.105
Retribución costes fijos	miles €	128.835	197.273	31.835	357.943
Retribución costes variables (1)	miles €	548.555	1.544.417	69.190	2.162.162
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	296.709	620.921	32.861	950.491
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	380.681	1.120.769	68.164	1.569.614
Financiada por PGE	miles €	190.341	560.385	34.082	784.807
Financiada por sector eléctrico	miles €	190.341	560.385	34.082	784.807

(1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS e impuestos especiales.

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 2024 y 2025 (véase Cuadro III. 11).

Cuadro III. 11 Previsión de cierre de 2024 y 2025 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear

Previsión de cierre 2024			Previsión 2025	
	2024 (miles €)		2025 (miles €)	
Previsión de ingresos (1) (2)	9.513.439		9.928.249	

Concepto de coste	%	Importe cuotas (miles €)	%	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	14.270	0,150	14.892
2ª parte de combustible nuclear	0,001	95	0,001	99

(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 2025 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 31^a, 40^a y 45^a). Desde la emisión 46^a hasta la 83^a, el importe recaudado ha servido para refinanciar vencimientos de bonos emitidos por FADE.

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

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2024 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 2023, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro III. 12 Importe pendiente de cobro a 31/12/2024 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2023 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses 2024 (€)	Anualidad 2024 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2024 (€)
1ª	343.423.557,79	2,493%	8.561.549,30	172.281.760,25	179.703.346,83
2ª	355.972.779,27	2,493%	8.874.401,39	172.100.430,36	192.746.750,29
3ª	369.718.116,66	2,493%	9.217.072,65	171.752.570,23	207.182.619,08
4ª	196.494.112,08	2,493%	4.898.598,21	86.058.666,68	115.334.043,62
5ª	337.989.924,52	2,493%	8.426.088,82	128.241.080,99	218.174.932,35
6ª	74.027.944,57	2,493%	1.845.516,66	26.866.890,86	49.006.570,36
7ª	22.526.996,13	2,493%	561.598,01	8.175.701,08	14.912.893,06
8ª	28.968.871,37	2,493%	722.193,96	10.375.161,07	19.315.904,26
9ª	22.892.324,05	2,493%	570.705,64	8.145.249,90	15.317.779,78
10ª	137.341.259,75	2,493%	3.423.917,61	48.392.690,51	92.372.486,85
11ª	35.247.566,17	2,493%	878.721,82	12.419.607,65	23.706.680,35
12ª	62.139.074,32	2,493%	1.549.127,12	21.143.757,13	42.544.444,32
13ª	56.222.903,39	2,493%	1.401.636,98	19.130.690,75	38.493.849,62
14ª	91.289.477,63	2,493%	2.275.846,68	30.966.183,40	62.599.140,90
15ª	41.096.752,23	2,493%	1.024.542,03	13.897.239,95	28.224.054,32
16ª	40.327.390,35	2,493%	1.005.361,84	13.637.073,25	27.695.678,94
17ª	50.054.432,10	2,493%	1.247.856,99	16.926.360,74	34.375.928,35
18ª	59.305.923,70	2,493%	1.478.496,68	19.992.988,27	40.791.432,11
19ª	146.459.561,51	2,493%	3.651.236,87	49.222.130,56	100.888.667,82
20ª	33.381.966,43	2,493%	832.212,42	11.219.011,54	22.995.167,31
21ª	31.713.730,42	2,493%	790.623,30	10.593.253,29	21.911.100,43
22ª	216.613.550,44	2,493%	5.400.175,81	71.698.391,14	150.315.335,12
25ª	23.753.219,42	2,493%	592.167,76	6.530.848,28	17.814.538,90
26ª	34.559.847,46	2,493%	861.577,00	9.455.396,70	25.966.027,75
27ª	545.952.984,01	2,493%	13.610.607,89	147.202.221,36	412.361.370,54
28ª	31.205.438,63	2,493%	777.951,59	8.373.280,80	23.610.109,42
29ª	50.757.739,63	2,493%	1.265.390,45	13.522.211,51	38.500.918,57
30ª	53.210.131,35	2,493%	1.326.528,57	14.108.261,21	40.428.398,71
31ª Cesión	222.991.086,75	2,493%	5.559.167,79	58.568.804,81	169.981.449,74
32ª	28.515.007,01	2,493%	710.879,12	7.368.484,44	21.857.401,69
33ª	55.126.441,91	2,493%	1.374.302,20	14.212.300,46	42.288.443,64
34ª	22.148.324,79	2,493%	552.157,74	5.710.120,87	16.990.361,66
35ª	31.584.971,28	2,493%	787.413,33	8.105.727,23	24.266.657,38
36ª	29.153.196,77	2,493%	726.789,20	7.380.384,82	22.499.601,15
37ª	496.475.315,03	2,493%	12.377.129,60	125.404.370,91	383.448.073,72
38ª	25.207.254,45	2,493%	628.416,85	6.296.335,09	19.539.336,21
39ª	609.603.748,05	2,493%	15.197.421,44	150.267.499,83	474.533.669,65
40ª Cesión	21.566.506,27	2,493%	537.653,00	5.292.987,95	16.811.171,32
41ª	738.892.669,54	2,493%	18.420.594,25	166.546.729,58	590.766.534,21
42ª	98.558.218,10	2,493%	2.457.056,38	22.083.927,03	78.931.347,45
43ª	165.289.339,31	2,493%	4.120.663,23	37.036.360,63	132.373.641,91
44ª	113.372.328,60	2,493%	2.826.372,15	25.403.322,83	90.795.377,92
45ª Cesión	413.203.504,17	2,493%	10.301.163,36	91.507.293,92	331.997.373,61
Total FADE	6.564.335.487,38	-	163.648.883,70	2.053.613.759,86	4.674.370.611,23

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2025 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 1,07 años para la emisión 1ª y 3,85 años para la emisión 45ª), y el tipo de interés de actualización, que asciende al 3,792%, 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 2024, 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 2024 y 17 de septiembre de 2024. No hay previstas más amortizaciones de bonos en 2024.

La anualidad de FADE para 2025 se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro III.13. Anualidades provisionales para 2025 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2024 (€)	Tipo de interés (%)	Nº pagos anuales pendientes (31/12/2024)	Anualidad 2025 (€)
1ª	179.703.346,83	3,792%	1,07	174.541.366,68
2ª	192.746.750,29	3,792%	1,15	174.444.512,38
3ª	207.182.619,08	3,792%	1,24	174.189.392,51
4ª	115.334.043,62	3,792%	1,38	87.355.605,97
5ª	218.174.932,35	3,792%	1,76	130.480.544,43
6ª	49.006.570,36	3,792%	1,89	27.358.031,36
7ª	14.912.893,06	3,792%	1,89	8.325.157,08
8ª	19.315.904,26	3,792%	1,93	10.567.433,41
9ª	15.317.779,78	3,792%	1,95	8.297.221,59
10ª	92.372.486,85	3,792%	1,98	49.304.712,11
11ª	23.706.680,35	3,792%	1,98	12.653.670,91
12ª	42.544.444,32	3,792%	2,09	21.556.852,16
13ª	38.493.849,62	3,792%	2,09	19.504.455,61
14ª	62.599.140,90	3,792%	2,10	31.573.128,81
15ª	28.224.054,32	3,792%	2,11	14.170.502,51
16ª	27.695.678,94	3,792%	2,11	13.905.220,12
17ª	34.375.928,35	3,792%	2,11	17.259.185,14
18ª	40.791.432,11	3,792%	2,12	20.387.367,82
19ª	100.888.667,82	3,792%	2,13	50.196.172,68
20ª	22.995.167,31	3,792%	2,13	11.441.021,22
21ª	21.911.100,43	3,792%	2,15	10.804.210,66
22ª	150.315.335,12	3,792%	2,18	73.139.723,17
25ª	17.814.538,90	3,792%	2,86	6.689.981,13
26ª	25.966.027,75	3,792%	2,88	9.686.973,94
27ª	412.361.370,54	3,792%	2,94	150.862.712,10
28ª	23.610.109,42	3,792%	2,96	8.582.547,92
29ª	38.500.918,57	3,792%	2,99	13.862.700,36
30ª	40.428.398,71	3,792%	3,01	14.465.272,16
31ª Cesión	169.981.449,74	3,792%	3,05	60.065.549,84
32ª	21.857.401,69	3,792%	3,12	7.560.014,34
33ª	42.288.443,64	3,792%	3,13	14.582.611,20
34ª	16.990.361,66	3,792%	3,13	5.858.901,79
35ª	24.266.657,38	3,792%	3,15	8.317.940,86
36ª	22.499.601,15	3,792%	3,21	7.576.376,77
37ª	383.448.073,72	3,792%	3,22	128.742.421,50
38ª	19.539.336,21	3,792%	3,27	6.465.900,29
39ª	474.533.669,65	3,792%	3,33	154.370.652,93
40ª Cesión	16.811.171,32	3,792%	3,35	5.438.177,77
41ª	590.766.534,21	3,792%	3,76	171.541.348,04
42ª	78.931.347,45	3,792%	3,79	22.750.338,74
43ª	132.373.641,91	3,792%	3,79	38.153.981,80
44ª	90.795.377,92	3,792%	3,79	26.169.901,70
45ª Cesión	331.997.373,61	3,792%	3,85	94.302.869,73
Total FADE	4.674.370.611,23	-	-	2.097.502.663,24

Fuente: CNMC

Esta anualidad estará sometida a los ajustes derivados de emisiones para refinanciación y amortizaciones de bonos que se produzcan durante el ejercicio 2025.

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.

En ausencia de emisiones de refinanciación, los ajustes en la anualidad vienen dados por las amortizaciones de bonos que se producirán en 2025, 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 -16.654.846,52 € por la amortización de bonos que realizará FADE el 17/03/2025.
- Un ajuste de 31.788.281,46 € por la amortización de bonos que realizará FADE el 17/09/2025.

Por lo que, el ajuste previsto para 2025 sobre la anualidad de FADE, considerando las dos amortizaciones de bonos previstas para el 17/03/2025 y para el 17/9/2025, y sin que se produzca ninguna nueva emisión de refinanciación, ascendería a 15.133.434,94 €. 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 2025 de 2.097.502.663,24 €, como la Estimación de ajustes en la anualidad de FADE de 15.133.434,94 €.

Ambos conceptos deben aparecer de forma separada en la Orden que establezca los cargos de 2025, igual que se hizo en la Orden TED/113/2024, de 9 de febrero, en relación con los cargos de 2024.

La anualidad de 2.097.502.663,24 €, 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 15.133.434,94 €, que se corresponde

con los ajustes que se producirán en la anualidad de 2025 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 2024 y 2025.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión 47,6 M€ y 45,3 M€ para los años 2024 y 2025, respectivamente (véase Cuadro III. 14).

A efectos del cobro del incentivo a la inversión se ha tenido en cuenta que en el ejercicio 2024 pierden el derecho de cobro el grupo 4 de Soto Ribera, mientras que para el 2025 no se prevé que ninguna instalación pierda el derecho de cobro.

Cuadro III. 14 Derechos de cobro de los pagos por capacidad estimados para 2024 y 2025.

Pagos por capacidad (miles de €)	2024	2025
Incentivo inversión	47.562	45.269
Hidráulica	10.633	10.633
CCGT	36.929	34.636
Total	47.562	45.269

Fuente: CNMC y OS

Por otra parte, en el Cuadro III. 15 se muestra los ingresos de los pagos por capacidad para 2024 que se han calculado aplicando los precios de los pagos por capacidad establecidos en la Orden TED/1312/2022 y la Orden TED/113/2024 a la demanda en consumo prevista para el sistema peninsular por

la CNMC para 2023 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 2024.

	Demanda en consumo peninsular (MWh)	Demanda en b.c. peninsular (MWh)	Ingresos de los pagos por capacidad 2024 (miles €)
BAJA TENSION	98.690	115.657	35.580
2.0 TD	67.899	79.588	23.469
3.0 TD	30.710	35.975	12.080
3.0 TDVE	80	94	31
ALTA TENSION	111.510	117.664	14.383
6.1 TD	61.712	66.027	8.566
6.1 TDVE	16	17	3
6.2 TD	21.574	22.689	2.748
6.3 TD	10.042	10.465	1.141
6.4 TD	18.167	18.467	1.925
TOTAL	210.200	233.322	49.963

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro III. 16 se muestra el desvío de los pagos por capacidad previsto para el cierre de 2024 y 2025. Por lo que se refiere a los ingresos de los pagos por capacidad para 2025, 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 2024 y 2025.

	2024	2025
Déficit (-)/ Superavit (+) Pagos por Capacidad (miles €) (A) - (B)	2.402	-
Ingresos Pagos por capacidad (A)	49.963	45.269
Coste Pagos por Capacidad (B)	47.562	45.269
Incentivo a la inversión	47.562	45.269

Fuente: CNMC

ANEXO IV. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2023

BALANCES DE POTENCIA. AÑO 2023

Flujos de potencia (MW). Período 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	26.998	12.347	6.087	6.293	0	1.864	5,43%	407	1,53%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.957	0	5.491	10.380	0	1.191	3,47%	242	1,42%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.685	0	0	14.223	4	2.776	8,09%	260	1,53%
1 kV < NT < 30 kV	1.027	0	0	0	22.432	8.803	25,66%	688	2,20%
NT ≤ 1 kV	39	0	0	0	0	19.677	57,35%	2.798	14,22%
Total	38.705	12.347	11.578	30.895	22.436	34.311	100,00%	4.394	

Flujos de potencia (MW). Período 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	27.262	11.820	6.795	6.539	0	1.872	5,21%	237	0,88%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.753	0	4.807	9.323	0	1.227	3,41%	216	1,40%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.017	0	0	13.269	4	3.127	8,70%	219	1,33%
1 kV < NT < 30 kV	1.644	0	0	0	18.947	11.315	31,49%	514	1,70%
NT ≤ 1 kV	1.589	0	0	0	0	18.386	51,18%	2.154	11,71%
Total	39.265	11.820	11.602	29.131	18.951	35.926	100,00%	3.339	

Flujos de potencia (MW). Período 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	26.629	11.266	6.700	6.351	0	2.063	5,89%	248	0,94%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.769	0	4.545	9.060	0	1.238	3,54%	193	1,30%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.453	0	0	12.445	4	3.047	8,70%	203	1,31%
1 kV < NT < 30 kV	1.750	0	0	0	17.920	11.199	31,99%	487	1,67%
NT ≤ 1 kV	1.538	0	0	0	0	17.457	49,87%	2.004	11,48%
Total	38.139	11.266	11.245	27.856	17.923	35.004	100,00%	3.135	

Flujos de potencia (MW). Período 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	27.163	11.793	6.720	6.401	0	2.049	5,85%	200	0,74%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.434	0	4.590	9.187	0	1.263	3,60%	187	1,24%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.630	0	0	12.576	4	3.159	9,01%	201	1,28%
1 kV < NT < 30 kV	1.558	0	0	0	18.054	11.178	31,89%	491	1,68%
NT ≤ 1 kV	1.377	0	0	0	0	17.404	49,65%	2.031	11,67%
Total	38.163	11.793	11.311	28.164	18.058	35.053	100,00%	3.110	

Flujos de potencia (MW). Período 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	23.591	10.352	5.412	5.612	0	2.015	6,52%	200	0,85%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.761	0	4.262	8.608	0	1.043	3,37%	201	1,44%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.605	0	0	11.203	3	2.860	9,26%	212	1,51%
1 kV < NT < 30 kV	1.555	0	0	0	17.252	9.201	29,77%	525	1,99%
NT ≤ 1 kV	739	0	0	0	0	15.784	51,08%	2.211	14,01%
Total	34.251	10.352	9.674	25.423	17.255	30.902	100,00%	3.349	

Flujos de potencia (MW). Período 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	25.061	11.133	6.021	5.482	0	2.212	7,38%	213	0,86%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.415	0	4.494	8.649	0	1.176	3,93%	229	1,60%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.025	0	0	13.189	4	2.101	7,02%	245	1,60%
1 kV < NT < 30 kV	650	0	0	0	20.661	6.623	22,11%	687	2,52%
NT ≤ 1 kV	-1	0	0	0	0	17.837	59,56%	2.826	15,84%
Total	34.150	11.133	10.514	27.321	20.665	29.949	100,00%	4.201	

Fuente: CNMC

BALANCES DE ENERGÍA. AÑO 2023

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	16.592.562	6.973.950	4.250.102	3.956.196	0	1.242.982	5,60%	169.333	1,03%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.104.139	0	2.937.383	6.248.729	0	752.782	3,39%	139.194	1,40%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.381.726	0	0	8.431.425	1.975	1.936.687	8,72%	199.124	1,92%
1 kV < NT < 30 kV	943.876	0	0	0	12.434.169	6.556.039	29,52%	590.018	3,11%
NT ≤ 1 kV	522.585	0	0	0	0	11.719.775	52,77%	1.238.955	10,57%
Total	24.544.889	6.973.950	7.187.485	18.636.350	12.436.144	22.208.265	100,00%	2.336.624	

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	19.857.456	8.140.648	5.048.119	4.739.298	0	1.712.990	6,28%	216.401	1,10%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.118.777	0	3.614.139	7.449.071	0	1.022.895	3,75%	173.320	1,43%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.261.862	0	0	10.103.690	2.354	2.571.793	9,42%	246.283	1,94%
1 kV < NT < 30 kV	1.222.498	0	0	0	14.678.921	8.133.343	29,80%	702.292	3,08%
NT ≤ 1 kV	688.567	0	0	0	0	13.855.396	50,76%	1.514.446	10,93%
Total	30.149.159	8.140.648	8.662.259	22.292.059	14.681.275	27.296.417	100,00%	2.852.742	

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	17.616.768	7.207.555	4.402.922	4.135.193	0	1.698.843	6,91%	172.254	0,99%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.441.212	0	3.115.339	6.400.744	0	987.346	4,01%	145.338	1,38%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.708.754	0	0	8.635.573	2.090	2.382.435	9,68%	206.917	1,88%
1 kV < NT < 30 kV	1.176.611	0	0	0	12.007.333	7.815.691	31,77%	525.097	2,65%
NT ≤ 1 kV	801.442	0	0	0	0	11.716.367	47,63%	1.094.498	9,34%
Total	26.744.786	7.207.555	7.518.261	19.171.509	12.009.423	24.600.681	100,00%	2.144.105	

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	19.160.830	7.794.677	4.729.212	4.483.478	0	1.953.193	7,16%	200.269	1,06%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.751.074	0	3.364.026	6.900.490	0	1.136.701	4,17%	144.534	1,27%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.246.810	0	0	9.418.672	2.289	2.712.483	9,95%	206.605	1,70%
1 kV < NT < 30 kV	1.367.657	0	0	0	12.925.249	8.682.232	31,83%	562.816	2,60%
NT ≤ 1 kV	1.007.214	0	0	0	0	12.789.001	46,89%	1.145.750	8,96%
Total	29.533.585	7.794.677	8.093.239	20.802.640	12.927.538	27.273.611	100,00%	2.259.974	

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	7.445.313	2.941.166	1.801.123	1.744.779	0	869.043	7,89%	89.201	1,21%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	1.632.778	0	1.343.177	2.683.210	0	495.552	4,50%	52.006	1,15%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	1.852.530	0	0	3.748.431	887	1.170.747	10,62%	76.765	1,56%
1 kV < NT < 30 kV	587.036	0	0	0	4.992.072	3.543.155	32,15%	228.229	2,67%
NT ≤ 1 kV	424.238	0	0	0	0	4.942.784	44,85%	474.413	9,60%
Total	11.941.896	2.941.166	3.144.300	8.176.420	4.992.959	11.021.282	100,00%	920.614	

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	76.029.880	31.167.387	18.169.931	16.719.047	0	9.126.205	8,88%	847.310	1,13%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	15.351.900	0	13.564.773	27.125.670	0	5.193.201	5,05%	635.643	1,39%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	16.578.897	0	0	36.684.918	8.286	10.732.783	10,44%	887.614	1,87%
1 kV < NT < 30 kV	3.928.824	0	0	0	51.462.799	30.493.217	29,67%	2.502.443	3,05%
NT ≤ 1 kV	1.573.715	0	0	0	0	47.219.657	45,95%	5.825.144	12,34%
Total	113.463.216	31.167.387	31.734.704	80.529.635	51.471.085	102.765.063	100,00%	10.698.153	

Fuente: CNMC