



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**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 2023**

INF/DE/208/22

24 de noviembre de 2022

www.cnmc.es

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 2023

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. Consideraciones previas.....	6
2. Previsiones de las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre del ejercicio 2022 y 2023.....	7
2.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2022 y 2023.....	7
2.1.1. Previsión de cierre 2022.....	7
2.1.2. Previsión 2023.....	13
2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2022 y 2023.....	18
2.2.1. Previsión de cierre 2022.....	19
2.2.2. Previsión 2023.....	26
2.3. Previsión de los costes regulados para el cierre de 2022 y 2023	29
2.3.1. Previsión de liquidación definitiva 2021.....	30
2.3.2. Previsión de cierre 2022.....	33
2.3.3. Previsión 2023.....	37
2.3.4. Impacto de la actualización de la retribución del transporte y la distribución de ejercicios anteriores.....	39
3. Suministro de último recurso	42
3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC	42
3.2. Información relativa a los consumidores a los que se les aplica bono social.....	44
3.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio	47
4. Otra información	47
4.1. Información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas	47

4.2. Balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos horarios	51
4.3. Ajuste anualidad déficit ex ante	51
ANEXO I: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2022 Y 2023 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA.....	53
ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO₂ PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2022 Y 2023.....	56
ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2022 Y 2023.....	67
ANEXO IV. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2021	111

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2021, 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 2022	8
Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2022 desagregada por subsistema y peaje de acceso	10
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 2022. Sistema Nacional..	12
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 2022.....	13
Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2022.....	13
Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2023	14
Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2022 y 2023 desagregada por subsistema y peaje de acceso.....	15
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 2023. Sistema Nacional..	16

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 2023	17
Cuadro 10. Previsión del número de suministros, potencia facturada, energía consumida de la red y energía vertida para 2023.....	17
Cuadro 11. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2022	20
Cuadro 12. Ingresos totales de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2022.....	21
Cuadro 13. Ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2021 y de las subastas por derechos de emisión previstos por la CNMC para el cierre de 2022.....	23
Cuadro 14. Aproximación al descuento de consumidores electrointensivos para el ejercicio 2022.....	24
Cuadro 15. Ingresos totales registrados en 2020 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2021.....	25
Cuadro 16. Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2022 y 2023, a los peajes establecidos en la Resolución de 16 de diciembre de 2021, los cargos de la Orden TED/1484/2021 y RDL 6/2022 para el cierre de 2022 y a los peajes establecidos en la Propuesta de Resolución de 2023 y a los cargos que resultan de aplicar la metodología del Real Decreto 148/2021 para 2023	27
Cuadro 17. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2022 y 2023.....	28
Cuadro 18. Ingresos externos a peajes para el cierre de 2022 y 2023.....	29
Cuadro 19. Resultado de la liquidación definitiva de 2021	33
Cuadro 20. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2022 y los costes previstos en la Resolución de 16 de diciembre de 2021 y en la Orden TED/1484/2021.	34
Cuadro 21. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2022.....	37
Cuadro 22. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2022 y 2023.....	38
Cuadro 23. Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2022 y previsión de retribución de la Liquidación definitiva de 2022	41

Cuadro 22. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos suministrados por CUR con potencia contratada igual o inferior a 15 kW.....	43
Cuadro 25. Nº de consumidores a los que se aplica el Bono Social	46
Cuadro 26. Diferencias entre los derechos de cobro de las COR y los importes a aportar por las empresas financiadoras de cada liquidación del bono social.....	47

1. CONSIDERACIONES PREVIAS

Como en años anteriores el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) ha solicitado a esta Comisión una serie de datos necesarios para la elaboración de la orden por la que se aprueben los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico. Dicha solicitud de información ha sido requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) el pasado 24 de octubre con entrega el 18 de noviembre de 2022.

Para responder a la citada solicitud, esta Comisión dispone de la información que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas y de la información que han proporcionado los agentes al amparo del artículo 12 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, para la elaboración de la resolución de precios de peajes de transporte y distribución para el ejercicio 2023, conforme se establece en el 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

En particular, la CNMC solicitó, el pasado mes de mayo, al Operador de Sistema (OS) la previsión de la demanda en barras de central (b.c.) y el balance de energía para el cierre de 2022 y 2023 y, por otra parte, a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos y potencias, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2022 y 2023, así como información relativa a los balances de energía y de potencia y las curvas de carga de los consumidores agregadas por peaje de acceso correspondientes al ejercicio 2021.

Asimismo, solicitó información sobre las instalaciones de transporte y distribución, el coste de generación en los sistemas extrapeninsulares, el coste de servicio de interrumpibilidad y los pagos por capacidad. El plazo del que disponían los agentes para remitir la información correspondiente finalizó el pasado 1 de septiembre de 2022.

En relación con lo anterior, cabe señalar que la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas ha llegado con posterioridad a la solicitud de información que esta Comisión ha remitido a los agentes del sector eléctrico, por lo que no se dispone de la totalidad de la información con la desagregación requerida.

2. PREVISIONES DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN, INGRESOS Y COSTES PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2022 Y 2023

2.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2022 y 2023

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2022 y 2023, 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 2023*”, en trámite de audiencia a la fecha de elaboración del presente informe. 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 2022 y 2023, 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 2022 y 2023, 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 2020 y 2021.

2.1.1. Previsión de cierre 2022

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2021, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre de 2021-septiembre 2022) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2022. Teniendo en cuenta la información disponible por la CNMC y la reciente

publicación del Reglamento (UE) 2022/1854¹ del Consejo de 6 de octubre de 2022 relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía, se estima que en 2022 la demanda en b.c. nacional alcanzará 252.474 GWh, un 1,4% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2021 (255.989 GWh) y un 1,0% inferior a la demanda registrada en los últimos doce meses (254.958 GWh).

Por subsistemas, se prevé una contracción de la demanda en los subsistemas melillense y peninsular, con reducciones del 3,8% y del 1,8%, respectivamente. Por el contrario, la estimación de la demanda en b.c. de los sistemas balear, canario y ceutí mostraría un incremento del 8,6%, 3,4% y del 2,7%, respectivamente, consecuencia en gran medida de la recuperación del turismo tras la pandemia.

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2021, 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 2022

Sistema	2021 (1) (GWh)	Últimos doce meses (oct 2021 - sep 2022)			Previsión CNMC de cierre 2022		
		GWh	% variación respecto 2021	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 22 respecto 21	% variación respecto últimos doce meses
Peninsular	241.914	239.911	-0,8%	-1,3%	237.650	-1,8%	-0,9%
No peninsular	14.075	15.047	6,9%	9,7%	14.824	5,3%	-1,5%
Baleares	5.553	6.104	9,9%	12,8%	6.028	8,6%	-1,2%
Canarias	8.119	8.544	5,2%	8,2%	8.396	3,4%	-1,7%
Ceuta	197	198	0,5%	0,7%	202	2,7%	2,1%
Melilla	206	201	-2,2%	-2,3%	198	-3,8%	-1,6%
Total Nacional	255.989	254.958	-0,4%	-0,7%	252.474	-1,4%	-1,0%

Fuente: OS y CNMC

En el Cuadro 2 se resume el escenario de demanda en consumo de la CNMC, desagregado por subsistema y peaje de acceso para el cierre de 2022. Se estima que en 2022 la demanda asociada al consumo de PYMES conectadas en baja tensión (peaje 3.0 TD), la demanda de consumidores conectados en media tensión (peaje 6.1 TD) y la demanda asociada a puntos de recarga de vehículos eléctricos (peajes 3.0 TDVE y 6.1 TDVE) aumentarán en todos los subsistemas

¹ Este reglamento establece un objetivo vinculante para los estados miembros de reducción de un 5% de la demanda de electricidad en las horas punta.

Respecto de la demanda asociada a consumidores domésticos (Peaje 2.0 TD) se estima que se contraerá en los subsistemas peninsular, ceutí y melillense y aumentará en los subsistemas balear y canario. Por último, se espera una contracción de la demanda de los consumidores industriales conectados en alta tensión (peajes 6.2 TD y 6.4 TD) del sistema peninsular. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2022 (228.233 GWh) se reduce un 1,6% respecto de la demanda registrada en 2021 (231.972 GWh).

Se indica que la diferente tasa de crecimiento de la demanda en b.c. y en consumo se debe a la diferencia de pérdidas implícitas en los ejercicios 2021 y 2022.

Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2022 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Real 2021 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	99.270	3.928	4.688	122	130	108.137
2.0 TD	68.277	2.424	3.190	71	85	74.046
3.0 TD	30.993	1.504	1.498	51	45	34.090
3.0 TDVE	1	0	0	-	-	1
Alta tensión	119.526	1.252	2.929	60	67	123.835
6.1 TD	64.485	1.122	2.811	60	67	68.545
6.1 TDVE	0	-	-	-	-	0
6.2 TD	22.407	124	115	-	-	22.646
6.3 TD	10.900	1	0	-	-	10.901
6.4 TD	21.734	6	3	-	-	21.742
Total	218.796	5.180	7.617	182	197	231.972
	-	-	-	-	-	-
	Previsión de cierre 2022 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	98.105	4.212	4.898	123	122	107.459
2.0 TD	66.493	2.485	3.247	68	77	72.370
3.0 TD	31.597	1.727	1.651	54	44	35.074
3.0 TDVE	15	0	0	-	-	15
Alta tensión	116.252	1.411	2.979	65	68	120.774
6.1 TD	64.997	1.287	2.821	65	68	69.237
6.1 TDVE	12	-	-	-	-	12
6.2 TD	22.005	112	151	-	-	22.268
6.3 TD	10.997	1	0	-	-	10.998
6.4 TD	18.240	11	7	-	-	18.258
Total	214.357	5.623	7.877	187	190	228.233
	-	-	-	-	-	-
	% variación 2022 sobre 2021					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-1,2%	7,2%	4,5%	0,5%	-6,3%	-0,6%
2.0 TD	-2,6%	2,5%	1,8%	-4,0%	-8,9%	-2,3%
3.0 TD	1,9%	14,9%	10,2%	6,8%	-1,3%	2,9%
3.0 TDVE	2031,5%	1209,1%	1500,0%	-	-	2025,2%
Alta tensión	-2,7%	12,7%	1,7%	7,0%	1,1%	-2,5%
6.1 TD	0,8%	14,7%	0,4%	7,0%	1,1%	1,0%
6.1 TDVE	5612,0%	-	-	-	-	5612,0%
6.2 TD	-1,8%	-9,6%	31,1%	-	-	-1,7%
6.3 TD	0,9%	-20,0%	45,2%	-	-	0,9%
6.4 TD	-16,1%	100,0%	124,7%	-	-	-16,0%
Total	-2,0%	8,6%	3,4%	2,7%	-3,8%	-1,6%

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 2022 para el total nacional. Respecto de las potencias contratadas por periodo horario, se estiman que, con carácter general experimentarán reducciones o aumentos moderados respecto de las registradas en 2021, con la excepción de los puntos de suministro dedicados a la recarga de vehículos eléctricos, para los que se estiman importantes incrementos. Como resultado de

lo anterior, se espera una reducción de la potencia facturada del 0,7% respecto de la registrada en el ejercicio 2021.

Respecto del consumo por periodo horario, en coherencia con las medidas introducidas en el Reglamento (UE) 2022/1854 y en el RDL 18/2022, se estima que el consumo se reducirá en mayor medida en los periodos de punta para los peajes que experimentan reducciones y aumentará en menor medida en los periodos de punta para los que se estiman incrementos de demanda.

En el Anexo I de la Memoria justificativa 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 el año 2023 se detalla la previsión de número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario desagregada por subsistema, así como las hipótesis consideradas en la previsión.

Cuadro 3. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2022. Sistema Nacional

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2021						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2021						
			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	29.944.578	145.095	144.011	145.537	20.173	20.175	20.177	22.829	24.354	23.612	39.230	4.784	1.816	14.341	108.137
2.0 TD	29.143.983	125.457	125.455	125.497	20.169	20.171	20.173	22.826	4.047	4.734	4.369	4.784	1.816	14.340	74.046
3.0 TD	800.508	19.634	18.552	20.036	20.169	20.171	20.173	22.826	4.047	4.734	4.369	4.784	1.816	14.340	34.090
3.0 TDVE	87	4	4	4	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	1
Alta tensión	116.285	26.756	25.100	26.430	28.174	28.540	28.774	44.333	11.387	14.672	14.089	15.906	6.600	61.181	123.835
6.1 TD	110.925	17.175	16.230	17.052	17.831	17.942	18.076	30.601	6.951	8.624	8.355	9.322	3.754	31.540	68.545
6.1 TDVE	4	1	1	1	1	1	1	3	0	0	0	0	0	0	0
6.2 TD	3.869	4.248	4.016	4.163	4.500	4.534	4.578	6.092	2.043	2.689	2.499	2.849	1.212	11.353	22.646
6.3 TD	572	1.816	1.704	1.774	1.910	1.963	1.974	2.505	855	1.149	1.112	1.281	548	5.957	10.901
6.4 TD	916	3.517	3.149	3.440	3.932	4.101	4.145	5.132	1.539	2.210	2.123	2.454	1.086	12.331	21.742
Total	30.060.862	171.851	169.112	171.966	48.347	48.715	48.951	67.163	35.741	38.284	53.319	20.690	8.415	75.522	231.972

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión cierre 2022						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión cierre 2022						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	29.998.015	144.386	143.322	144.823	20.206	20.209	20.211	22.918	23.879	23.255	38.620	4.914	1.866	14.925	107.459
2.0 TD	29.197.290	124.698	124.696	124.746	-	-	-	-	19.802	18.441	34.127	4.912	1.865	14.919	72.370
3.0 TD	800.144	19.664	18.602	20.053	20.182	20.185	20.187	22.894	4.076	4.812	4.490	4.912	1.865	14.919	35.074
3.0 TDVE	580	24	24	24	24	24	24	24	2	2	2	2	1	6	15
Alta tensión	116.997	26.251	24.601	25.755	27.979	28.312	28.511	39.581	10.842	14.139	13.800	15.560	6.444	59.988	120.774
6.1 TD	111.624	16.933	16.051	16.750	17.704	17.826	17.947	26.034	6.832	8.585	8.439	9.407	3.787	32.187	69.237
6.1 TDVE	13	3	3	3	3	3	3	11	1	2	1	2	1	6	12
6.2 TD	3.854	4.118	3.849	3.984	4.454	4.494	4.530	5.982	1.943	2.596	2.456	2.799	1.192	11.282	22.268
6.3 TD	581	1.828	1.707	1.768	1.964	1.982	1.989	2.549	829	1.137	1.122	1.292	552	6.065	10.998
6.4 TD	925	3.370	2.990	3.251	3.855	4.007	4.043	5.004	1.237	1.819	1.782	2.060	912	10.448	18.258
Total	30.115.012	170.637	167.922	170.578	48.185	48.520	48.722	62.499	34.722	37.395	52.420	20.475	8.309	74.913	228.233

% variación 2022 sobre 2021

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	0,2%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	0,2%	0,2%	0,2%	0,4%	-1,9%	-1,5%	-1,6%	2,7%	2,8%	4,1%	-0,6%
2.0 TD	0,2%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	0,2%	0,2%	0,2%	0,4%	-1,9%	-1,5%	-1,6%	2,7%	2,8%	4,1%	-0,6%
3.0 TD	0,0%	0,2%	0,3%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,3%	0,7%	1,6%	2,8%	2,7%	2,7%	4,0%	2,9%
3.0 TDVE	570,0%	555,0%	549,5%	558,4%	558,6%	558,6%	558,6%	554,9%	1873,6%	1684,7%	2044,5%	2070,3%	1906,8%	2219,9%	2025,2%
Alta tensión	0,6%	-1,9%	-2,0%	-2,6%	-0,7%	-0,8%	-0,9%	-10,7%	-4,8%	-3,6%	-2,1%	-2,2%	-2,4%	-1,9%	-2,5%
6.1 TD	0,6%	-1,4%	-1,1%	-1,8%	-0,7%	-0,6%	-0,7%	-14,9%	-1,7%	-0,5%	1,0%	0,9%	0,9%	2,1%	1,0%
6.1 TDVE	278,5%	281,6%	284,5%	284,5%	284,5%	284,5%	264,9%	220,3%	5645,3%	6081,9%	4004,4%	5573,5%	9131,3%	5747,7%	5612,0%
6.2 TD	-0,4%	-3,1%	-4,2%	-4,3%	-1,0%	-0,9%	-1,0%	-1,8%	-4,9%	-3,4%	-1,7%	-1,7%	-1,7%	-0,6%	-1,7%
6.3 TD	1,5%	0,7%	0,2%	-0,3%	2,8%	1,0%	0,7%	1,7%	-3,0%	-1,0%	0,9%	0,9%	0,9%	1,8%	0,9%
6.4 TD	1,0%	-4,2%	-5,0%	-5,5%	-1,9%	-2,3%	-2,5%	-2,5%	-19,6%	-17,7%	-16,1%	-16,1%	-16,1%	-15,3%	-16,0%
Total	0,2%	-0,7%	-0,7%	-0,8%	-0,3%	-0,4%	-0,5%	-6,9%	-2,9%	-2,3%	-1,7%	-1,0%	-1,3%	-0,8%	-1,6%

Fuente: CNMC y SINCRO

En el Cuadro 4 se presenta la previsión para el cierre de 2022 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 2022

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
2.0 TDA	2.394	20	185	11.042				11.247
3.0 TDA	398	32	35	37	40	14	127	285
6.1 TDA	17	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	2	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	1	2.490	4.439	5.186	5.078	1.996	16.903	36.092
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2.812	2.542	4.658	16.264	5.118	2.010	17.030	47.623

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 5 se muestran las previsiones para el cierre del ejercicio 2022 de los puntos de suministro acogidos a autoconsumo. En el Anexo I de la Memoria que acompaña a la propuesta de Resolución de peajes para el ejercicio 2023 se detallan las hipótesis de cálculo.

Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2022

Peaje T&D	Nº Clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja Tensión	138.922	938.262	950.994	440.123	64,2%	298.761
2.0 TD	132.688	734.004	553.459	197.915	26,3%	241.186
3.0 TD	6.234	204.257	397.535	242.209	37,9%	57.575
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	1.999	1.041.171	3.427.011	2.442.749	41,6%	3.005.536
6.1 TD	1.834	585.683	1.609.017	1.308.775	44,9%	1.521.140
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	133	175.648	637.964	541.936	45,9%	1.134.966
6.3 TD	22	181.820	689.549	488.346	41,5%	172.552
6.4 TD	9	98.019	490.481	103.692	17,5%	176.878
Total	140.920	1.979.432	4.378.004	2.882.873	39,7%	3.304.297

Fuente: CNMC

2.1.2. Previsión 2023

En el Cuadro 6 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2023 desagregada por subsistema. Se estima que la demanda en b.c. del sistema

nacional alcanzará 254.679 GWh, un 0,9% superior a la demanda en b.c. prevista para el cierre del ejercicio 2022, con aumentos moderados en todos los subsistemas. Cabe señalar que, si bien la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2023 aumenta más que la demanda del escenario superior previsto por el operador del sistema para el ejercicio 2023 (+0,6%), en términos de energía está alineada con el escenario inferior previsto por el operador del sistema para el ejercicio 2023 (254.521 GWh).

Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2023

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2022			Previsión CNMC 2023	
	GWh	% variación 22 respecto 21	% variación respecto últimos doce meses	GWh	% variación 23 respecto 22
Peninsular	237.650	-1,8%	-0,9%	239.772	0,9%
No peninsular	14.824	5,3%	-1,5%	14.925	0,7%
Baleares	6.028	8,6%	-1,2%	6.063	0,6%
Canarias	8.396	3,4%	-1,7%	8.460	0,8%
Ceuta	202	2,7%	2,1%	204	0,8%
Melilla	198	-3,8%	-1,6%	198	0,1%
Total Nacional	252.474	-1,4%	-1,0%	254.697	0,9%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 7 se muestra la previsión para 2023 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 2023 para el sistema nacional.

En 2023 se espera un incremento moderado de la demanda en todos los subsistemas, en línea con las previsiones de las empresas para el ejercicio 2023 (+0,9%), así como con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes.

Se estima que en 2023 la demanda asociada a la industria aumentará por encima de la media, mientras que la asociada al consumo doméstico y de la pequeña y mediana empresa aumentará por debajo de la media.

Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2022 y 2023 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Previsión de cierre 2022 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	98.105	4.212	4.898	123	122	107.459
2.0 TD	66.493	2.485	3.247	68	77	72.370
3.0 TD	31.597	1.727	1.651	54	44	35.074
3.0 TDVE	15	0	0	-	-	15
Alta tensión	116.252	1.411	2.979	65	68	120.774
6.1 TD	64.997	1.287	2.821	65	68	69.237
6.1 TDVE	12	-	-	-	-	12
6.2 TD	22.005	112	151	-	-	22.268
6.3 TD	10.997	1	0	-	-	10.998
6.4 TD	18.240	11	7	-	-	18.258
Total	214.357	5.623	7.877	187	190	228.233
	-	-	-	-	-	-
	Previsión 2023 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	98.500	4.242	4.940	124	122	107.928
2.0 TD	66.701	2.505	3.273	69	78	72.625
3.0 TD	31.765	1.737	1.668	55	44	35.267
3.0 TDVE	35	0	0	-	-	35
Alta tensión	117.840	1.414	2.996	65	68	122.383
6.1 TD	65.923	1.289	2.834	65	68	70.180
6.1 TDVE	26	-	-	-	-	26
6.2 TD	22.336	113	154	-	-	22.604
6.3 TD	11.194	1	0	-	-	11.195
6.4 TD	18.361	12	7	-	-	18.380
Total	216.340	5.656	7.936	188	190	230.311
	% variación 2023 sobre 2022					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	0,4%	0,7%	0,9%	0,9%	-0,1%	0,4%
2.0 TD	0,3%	0,8%	0,8%	0,8%	0,5%	0,4%
3.0 TD	0,5%	0,5%	1,0%	1,0%	-1,0%	0,6%
3.0 TDVE	127,2%	107,2%	80,0%	-	-	127,1%
Alta tensión	1,4%	0,2%	0,6%	0,5%	0,5%	1,3%
6.1 TD	1,4%	0,1%	0,5%	0,5%	0,5%	1,4%
6.1 TDVE	108,9%	-	-	-	-	108,9%
6.2 TD	1,5%	1,0%	2,0%	-	-	1,5%
6.3 TD	1,8%	1,0%	0,9%	-	-	1,8%
6.4 TD	0,7%	2,0%	8,0%	-	-	0,7%
Total	0,9%	0,6%	0,8%	0,8%	0,1%	0,9%

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 2023. Sistema Nacional

Peajes	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión cierre 2022						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión cierre 2022						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja Tensión	29.998.015	144.386	143.322	144.823	20.206	20.209	20.211	22.918	23.879	23.255	38.620	4.914	1.866	14.925	107.459
2.0 TD	29.197.290	124.698	124.696	124.746	-	-	-	-	19.802	18.441	34.127	-	-	-	72.370
3.0 TD	800.144	19.664	18.602	20.053	20.182	20.185	20.187	22.894	4.076	4.812	4.490	4.912	1.865	14.919	35.074
3.0 TDVE	580	24	24	24	24	24	24	24	2	2	2	2	1	6	15
Alta tensión	116.997	26.251	24.601	25.755	27.979	28.312	28.511	39.581	10.842	14.139	13.800	15.560	6.444	59.988	120.774
6.1 TD	111.624	16.933	16.051	16.750	17.704	17.826	17.947	26.034	6.832	8.585	8.439	9.407	3.787	32.187	69.237
6.1 TDVE	13	3	3	3	3	3	3	11	1	2	1	2	1	6	12
6.2 TD	3.854	4.118	3.849	3.984	4.454	4.494	4.530	5.982	1.943	2.596	2.456	2.799	1.192	11.282	22.268
6.3 TD	581	1.828	1.707	1.768	1.964	1.982	1.989	2.549	829	1.137	1.122	1.292	552	6.065	10.998
6.4 TD	925	3.370	2.990	3.251	3.855	4.007	4.043	5.004	1.237	1.819	1.782	2.060	912	10.448	18.258
Total	30.115.012	170.637	167.922	170.578	48.185	48.520	48.722	62.499	34.722	37.395	52.420	20.475	8.309	74.913	228.233

Peajes	Nº clientes	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	Periodo 6	Total
Baja Tensión	30.071.321	144.574	143.518	145.025	20.436	20.439	20.441	23.160	23.974	23.349	38.768	4.944	1.877	15.015	107.928
2.0 TD	29.263.674	124.632	124.630	124.681	-	-	-	-	19.871	18.506	34.247	-	-	-	72.625
3.0 TD	806.346	19.700	18.648	20.100	20.193	20.195	20.198	22.914	4.098	4.838	4.515	4.939	1.875	15.001	35.267
3.0 TDVE	1.301	242	239	243	243	243	243	246	4	5	5	5	2	14	35
Alta tensión	121.318	26.557	24.892	26.061	28.294	28.634	28.836	40.032	10.987	14.328	13.988	15.771	6.530	60.779	122.383
6.1 TD	115.789	17.159	16.268	16.977	17.930	18.060	18.182	26.371	6.923	8.701	8.555	9.536	3.839	32.625	70.180
6.1 TDVE	36	6	6	6	6	6	6	18	2	3	5	4	1	11	26
6.2 TD	3.956	4.137	3.867	4.003	4.473	4.514	4.550	6.006	1.972	2.636	2.493	2.842	1.210	11.452	22.604
6.3 TD	600	1.857	1.736	1.796	1.994	2.012	2.019	2.580	844	1.157	1.142	1.315	562	6.174	11.195
6.4 TD	937	3.399	3.015	3.279	3.891	4.043	4.080	5.057	1.246	1.831	1.794	2.074	918	10.517	18.380
Total	30.192.639	171.131	168.409	171.086	48.730	49.073	49.277	63.192	34.961	37.678	52.756	20.715	8.407	75.795	230.311

% variación 2023 sobre 2022

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	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	0,4%	0,4%	0,4%	0,6%	0,6%	0,6%	0,4%
2.0 TD	0,2%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-	-	-	-	0,4%	0,4%	0,4%	-	-	-	0,4%
3.0 TD	0,8%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
3.0 TDVE	124,1%	909,9%	908,3%	910,7%	910,7%	910,7%	910,7%	912,0%	121,1%	124,3%	118,1%	131,7%	179,5%	125,9%	127,1%
Alta tensión	3,7%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%
6.1 TD	3,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
6.1 TDVE	170,8%	107,3%	107,7%	109,2%	109,5%	109,7%	110,1%	65,7%	62,1%	62,4%	256,5%	156,3%	21,6%	94,5%	108,9%
6.2 TD	2,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
6.3 TD	3,3%	1,6%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
6.4 TD	1,3%	0,9%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	1,0%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Total	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	0,7%	0,8%	0,6%	1,2%	1,2%	1,2%	0,9%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 9 se presenta la previsión para el cierre de 2023 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Análogamente a la previsión de cierre, la previsión de estas instalaciones para el ejercicio 2023 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 2023

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
2.0 TDA	3.865	730	981	25.151				26.862
3.0 TDA	685	456	438	472	561	283	1.397	3.607
6.1 TDA	28	4	5	5	6	2	3	25
6.2 TDA	6	0	1	0	1	1	6	9
6.3 TDA	1	2.463	4.375	5.235	4.840	1.959	17.242	36.113
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4.585	3.653	5.800	30.864	5.406	2.244	18.649	66.616

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 10 se muestran las previsiones para el ejercicio 2023 de los clientes acogidos a autoconsumo.

Cuadro 10. Previsión del número de suministros, potencia facturada, energía consumida de la red y energía vertida para 2023

Peaje T&D	Nº Clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja Tensión	303.333	1.776.524	1.981.900	1.202.675	75,7%	546.591
2.0 TD	291.401	1.388.973	1.211.907	728.433	37,5%	462.156
3.0 TD	11.932	387.551	769.993	474.242	38,1%	84.434
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	4.578	1.925.186	6.383.993	4.921.351	43,5%	4.553.649
6.1 TD	4.333	1.229.453	3.318.264	3.087.677	48,2%	2.486.329
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	195	251.452	871.564	639.455	42,3%	1.513.752
6.3 TD	36	294.855	1.470.106	1.041.145	41,5%	280.800
6.4 TD	14	149.425	724.058	153.073	17,5%	272.768
Total	307.911	3.701.709	8.365.892	6.124.026	42,3%	5.100.240

Fuente: CNMC

2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2022 y 2023

A continuación, se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2022 y 2023 para el total nacional. En concreto para el cierre del año 2022 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 16 de diciembre de 2021² de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las variables de facturación previstas para el cierre de 2022.
2. Los ingresos que resultan de la aplicación de los cargos de la Orden TED/1484/2021³ a las variables de facturación previstas para el cierre de 2022 prorrateados por el número de días correspondientes al período que va del 1 de enero al 30 de marzo.
3. Los ingresos que resultan de la aplicación de los cargos del Real Decreto-ley 6/2022⁴ a las variables de facturación previstas para el cierre de 2022 prorrateados por el número de días correspondientes al período que va del 31 de marzo al 31 de diciembre.

Se indica que en la determinación de los ingresos no se ha tenido en cuenta el impacto del descuento para los consumidores electrointensivos establecido en el artículo 1 del Real Decreto-ley 6/2022, ya que es compensado por la correspondiente partida presupuestaria.

Por otra parte, se han estimado los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 para el cierre del ejercicio 2022 y 2023.

² Resolución de 16 de diciembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2022

³ Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2022

⁴ 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

Finalmente, se han tenido en cuenta los ingresos por la minoración de la retribución de la actividad de producción establecida en el Título III del Real Decreto-ley 17/2021.

En el Anexo I del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2022 y 2023 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 2022

La facturación que resulta de aplicar los peajes de transporte y distribución de la Resolución de 16 de diciembre de 2021 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2022 asciende a 6.408 M€. La facturación que resulta de aplicar los cargos de la Orden TED/1484/2021 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2022 prorrateados por el número de días correspondientes al período que va del 1 de enero al 30 de marzo asciende a 1.045 M€. Finalmente, la facturación que resulta de aplicar los cargos del Real Decreto-ley 6/2022 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2022 prorrateados por el número de días correspondientes al período que va del 31 de marzo al 31 de diciembre asciende a 2.070 M€. La previsión de ingresos por la aplicación de peajes y cargos para el cierre del año 2022 asciende a un total de 9.522 M€ (véase Cuadro 19).

Cuadro 11. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2022

Peaje T&D	Consumo (GWh)	1 ene - 31 dic		1 ene - 30 mar	31 mar - 31 dic	Facturación TOTAL Peajes T&D + Cargos (miles €)
		Facturación peajes de T&D (RSL 16/12/2021)	Facturación cargos TOTAL	Facturación cargos (Orden TED/1484/2021)	Facturación cargos (RDL 6/2022)	
Baja Tensión	107.459	4.679.552	2.411.446	808.834	1.602.612	7.090.998
2.0 TD	72.370	3.910.971	1.816.137	609.158	1.206.979	5.727.108
3.0 TD	35.074	768.015	594.975	199.564	395.411	1.362.989
3.0 TDVE	15	567	335	112	223	902
Alta Tensión	120.774	1.728.808	702.615	235.672	466.943	2.431.423
6.1 TD	69.237	1.306.625	570.595	191.388	379.207	1.877.220
6.1 TDVE	12	534	198	66	132	732
6.2 TD	22.268	225.857	80.894	27.135	53.759	306.751
6.3 TD	10.998	77.256	29.489	9.891	19.597	106.744
6.4 TD	18.258	118.536	21.440	7.192	14.248	139.976
Total	228.233	6.408.361	3.114.061	1.044.507	2.069.555	9.522.422

Fuente: CNMC, RSL de 16 de diciembre de 2021, Orden TED/1484/2021 y Real Decreto-ley 6/2022.

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva⁵ (94,5 M€), los ingresos por excesos de potencia⁶ (423,7 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 67,1 M€, véase punto 3.3 del presente informe), los ingresos por fraude⁷ (3,4 M€), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios⁸ (10,8 M€), los ingresos o costes

-
- ⁵ La facturación por energía reactiva se corresponde con la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (agosto 2021-julio 2022).
- ⁶ La facturación por excesos de potencia se corresponde con la facturación por excesos de potencia registrada en los últimos doce meses (agosto 2021-julio 2022).
- ⁷ Como mejor previsión de los ingresos por fraude se han tomado los ingresos registrados por este concepto en los últimos doce meses (agosto 2021-julio 2022).
- ⁸ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-julio de 2022, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo agosto-diciembre de 2022 que resulta de aplicar los precios Resolución de 16 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 2021.

derivados del acuerdo ETSO⁹ (-0,6 M€) y las rentas de gestión de congestión¹⁰ (119,8 M€) . Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2022, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 10.241 M€ (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Ingresos totales de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2022

	Previsión de ingresos por peajes de acceso (miles €)
<i>Ingresos por peajes y cargos de consumidores</i>	10.040.642
Facturación de peajes T&D	6.408.361
Facturación cargos (1 ene - 30 mar 2022)	1.044.507
Facturación cargos (31 mar - 31 dic 2022)	2.069.555
Facturación energía reactiva	94.538
Facturación excesos de potencia	423.682
<i>Ingresos de conexiones internacionales</i>	130.040
Ingresos por exportaciones	10.793
Ingresos acuerdo ETSO	- 574
Rentas de gestión de restricciones	119.822
<i>Ingresos de clientes en régimen transitorio</i>	67.099
<i>Ingresos por fraude</i>	3.427
Total ingresos de acceso	10.241.208

Fuente: CNMC, Resolución de 16 de diciembre de 2021, Orden TED/1484/2021 y Real Decreto-ley 6/2022.

Por otra parte, según la Memoria que acompaña la Orden TEC/1481/2021, de 28 de diciembre, los ingresos externos a peajes ascienden a 5.198 M€, 3.400 M€ por la aplicación de la Ley 15/2012, 1.100 M€ por ingresos procedentes de las subastas de derechos de CO₂, 213 M€ derivados del impacto de la entrada

⁹ Como mejor previsión de los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO se han tomado los ingresos registrados en el periodo comprendido entre agosto de 2021 y julio de 2022, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

¹⁰ Las rentas de gestión de restricciones en conexiones internacionales para el cierre del ejercicio 2022 se corresponden con los ingresos registrados en los últimos doce meses (agosto 2021-julio 2022).

en vigor de la Ley de creación del Fondo para la Sostenibilidad del Sector eléctrico (FNSSE) y 484 M€ por la entrada en vigor Ley de minoración del CO₂.

No obstante, la Ley 22/20201, de 28 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para 2022¹¹ presupuestó en 2.979 M€ los ingresos externos a peajes, 1.879 M€ en concepto de ingresos por la aplicación de la Ley 15/2012 y 1.100 M€ en concepto de ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión.

Adicionalmente, la citada Ley 22/2021 establece en su disposición adicional centésima décima segunda que cuando la recaudación efectiva supere la cantidad prevista inicialmente, se podrá general un crédito por la diferencia mediante Orden del titular del Ministerio de Hacienda y Función Pública.

Posteriormente, la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 29/2021¹², en la redacción dada por el Real Decreto-ley 6/2022, establece, en su apartado primero, la suspensión temporal del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica para el ejercicio 2022 y prevé, en el apartado segundo, la compensación en un importe equivalente a la reducción de ingresos motivada por la suspensión, con objeto de asegurar el equilibrio financiero del sistema.

El Real Decreto-ley 14/2022¹³, en su disposición adicional segunda, autoriza el libramiento de un importe de 1.360 M€ para compensar la reducción de ingresos resultado de la suspensión del impuesto sobre el valor de la producción.

Teniendo en cuenta lo anterior, que a la fecha de elaboración del presente informe no se ha realizado una ampliación de crédito y que la estimación de los ingresos supera el máximo presupuestado en la Ley 22/2021 (véase Cuadro 13), se prevé que los ingresos procedentes de la aplicación de la disposición adicional

¹¹ La Ley 22/20201, de 28 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para 2022 (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21653>).

¹² Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21096#dt-2>).

¹³ Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-12925>).

segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, se corresponderán el importe presupuestado (esto es, 2.979 M€).

Cuadro 13. Ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2021 y de las subastas por derechos de emisión previstos por la CNMC para el cierre de 2022

	Previsión CNMC 2022
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.321.500
Recaudación Impuesto sobre la producción (1)	1.360.000
Impuesto nuclear	272.217
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado	6.634
Recaudación canon hidráulico	476.776
Impuestos especiales hidrocarburos	141.113
Impuesto carbón	64.760
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO₂	1.100.000
TOTAL	3.421.500

(1) La recaudación del impuesto sobre la producción recoge la partida presupuestaria destinada a compensar la suspensión del impuesto.

Fuente: CNMC

No se han incluido los impactos de la Ley de creación del FNSSE¹⁴ ni de la Ley de minoración del CO₂¹⁵ porque a la fecha de elaboración de este informe están en fase de tramitación.

¹⁴ https://www.congreso.es/proyectos-de-ley?p_p_id=iniciativas&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&iniciativas_mode=mostrarDetalle&iniciativas_legislatura=XIV&iniciativas_id=121%2F000058

¹⁵ https://www.congreso.es/proyectos-de-ley?p_p_id=iniciativas&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&iniciativas_mode=mostrarDetalle&iniciativas_legislatura=XIV&iniciativas_id=121%2F000065

Por el contrario, se han incorporado 330,1 M€ por minoración del exceso de retribución de la actividad de generación establecida en el Real Decreto-ley 17/2021. La estimación tiene en cuenta los ingresos reales registrados en el periodo enero-octubre de 2022 y se ha supuesto que en noviembre y diciembre se mantienen los ingresos de octubre de 2022.

Por último, como se ha señalado, en la previsión de ingresos no se ha tenido en cuenta el descuento del 80% en los peajes de transporte y distribución de los consumidores electrointensivos establecido en el artículo 1 del Real Decreto-ley 6/2022, porque se ha compensado con una partida presupuestaria de 225 M€.

A efectos ilustrativos, en el cuadro inferior se muestra el impacto del descuento en los peajes de transporte y distribución a los consumidores que, con fecha 7 de septiembre de 2022, cuentan con el certificado de consumidor electrointensivo a que hace referencia el capítulo II del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos según la información remitida por la DGPEM. La estimación del descuento resulta de facturar las variables de facturación registradas en los últimos doce meses de los consumidores con certificado de electrointensivos en a los peajes de la Resolución de 16 de diciembre. A los efectos se ha empleado la información individualizada de clientes de la base de datos de liquidaciones.

Cuadro 14. Aproximación al descuento de consumidores electrointensivos para el ejercicio 2022

Grupo tarifario	Número consumidores	Consumo últimos 12 meses (ago 2021- jul 2022) (GWh)	Facturación Peajes T & D (miles de €)	Descuento electrointensivos (miles de €)
6.1 TD	222	3.853	53.242	42.594
6.2 TD	139	8.254	80.343	64.275
6.3 TD	68	6.849	48.240	38.592
6.4 TD	38	13.800	84.486	67.589
TOTAL	467	32.756	266.311	213.049

Fuente: CNMC

En el Cuadro 15 se presentan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema registrados en 2021 y los previstos para el cierre del ejercicio 2022.

Cuadro 15. Ingresos totales registrados en 2021 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2022

Ingresos de regulados (miles €)	Real 2021 (A)	Previsión cierre 2022 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes de acceso (A)	11.565.964	10.241.208	- 1.324.756	-11,5%
Ingresos por peajes T&D y cargos	11.426.469	10.040.642	- 1.385.827	-12,1%
Ingresos de conexiones internacionales	131.034	130.040	- 994	-0,8%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	7.199	67.099	59.900	832,1%
Ingresos por fraude	1.263	3.427	2.165	171,4%
Ingresos externos a peajes (B)	4.128.903	3.309.100	- 819.803	-19,9%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	1.456.353	1.879.000	422.647	29,0%
Ingresos subastas CO ₂	2.352.344	1.100.000	- 1.252.344	-53,2%
Compensación eliminación peaje 6.1 B	16.401		- 16.401	-100,0%
Impacto artículo 42 del RDL 11/2020	172.000		- 172.000	-100,0%
Ingresos Minoración Retribución Actividad Producción	131.806	330.100	198.294	150,4%
Total ingresos regulados (A) + (B)	15.694.867	13.550.308	- 2.144.560	-13,7%

Fuentes: CNMC, Orden TED/1271/2020, Resolución de 18 de marzo de 2021, Orden TED/371/2021, Real Decreto-ley 17/2021, Resolución 16 de diciembre de 2021 y Orden TED/1484/2021.

Se observa que los ingresos regulados previstos para el ejercicio resultan un 13,7% (-2.144 M€) inferiores a los registrados en 2021, motivado por la reducción de los ingresos por peajes y cargos y, en menor medida, por la reducción de ingresos externos a peajes.

En particular, los ingresos por peajes de acceso (peajes y cargos) han resultado un 11,5% inferiores (-1.325 M€) a los registrados en 2021, motivado fundamentalmente por la reducción de los cargos del sistema eléctrico consignada en el Real Decreto-ley 6/2022.

Los ingresos externos a peajes se estiman 819 M€ inferiores a los registrados en 2021 debido, fundamentalmente, a los menores ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión, parcialmente compensado por los mayores ingresos procedentes de la Ley 15/2021, y por la incorporación de 1.360 M€ para compensar la suspensión del impuesto sobre la producción.

2.2.2. Previsión 2023

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 2023 (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 2023. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 16 se muestra los ingresos previstos para el ejercicio 2023 que resultan de añadir a los ingresos por facturación de peajes de transporte y distribución de la propuesta de Resolución 2023, los ingresos por facturación de cargos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2023 (ver Cuadro 8) los cargos que resultan de aplicar la metodología del Real Decreto 148/2021¹⁶ supuesto el escenario de demanda y los costes que deben recuperarse por cargos previstos por la CNMC para el ejercicio 2023 (véase epígrafe 2.3.3.).

Los ingresos resultantes para 2023 ascienden a 11.297 M€, importe que supera en 1.775 M€ (18,6%) a los previstos para el cierre del ejercicio 2022 (9.522 M€). Este incremento de ingresos se explica, fundamentalmente, por el aumento de los ingresos procedentes de cargos una vez superado la reducción transitoria de los mismos establecida en el Real Decreto-ley 6/2022.

¹⁶ Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico

Cuadro 16. Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2022 y 2023, a los peajes establecidos en la Resolución de 16 de diciembre de 2021, los cargos de la Orden TED/1484/2021 y RDL 6/2022 para el cierre de 2022 y a los peajes establecidos en la Propuesta de Resolución de 2023 y a los cargos que resultan de aplicar la metodología del Real Decreto 148/2021 para 2023

Grupo tarifario	Previsión cierre 2022		Previsión 2023				Diferencia (D) - (A)
	Consumo (GWh)	Ingresos por peajes T&D y cargos (miles €) (A)	Consumo (GWh)	Ingresos peajes T&D a precios propuesta de Resolución 2023 (miles €) (B)	Ingresos por cargos a precios los precios que resultan de la metodología del RD 148/2021 para 2023 (miles €) (C)	Ingresos por peajes T&D y cargos (miles €) (D) = (B) + (C)	
Baja Tensión	107.459	7.090.998	107.928	4.682.228	3.807.349	8.489.578	1.398.579
2.0 TD	72.370	5.727.108	72.625	3.912.390	2.865.922	6.778.312	1.051.205
3.0 TD	35.074	1.362.989	35.267	767.276	940.247	1.707.523	344.533
3.0 TDVE	15	902	35	2.562	1.180	3.743	2.841
Alta Tensión	120.774	2.431.423	122.383	1.686.694	1.120.852	2.807.546	376.123
6.1 TD	69.237	1.877.220	70.180	1.282.685	910.276	2.192.961	315.741
6.1 TDVE	12	732	26	1.043	626	1.668	936
6.2 TD	22.268	306.751	22.604	214.756	128.733	343.489	36.739
6.3 TD	10.998	106.744	11.195	76.360	47.208	123.567	16.823
6.4 TD	18.258	139.976	18.380	111.850	34.010	145.860	5.884
Total	228.233	9.522.422	230.311	6.368.922	4.928.202	11.297.124	1.774.702

Fuente: CNMC, Resolución de 16 de diciembre de 2021, Orden TED/1484/202, Real Decreto Ley 6/2022, Propuesta de Resolución Peajes 2023 Real Decreto 148/2021.

Dichas previsiones no incluyen los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva (94,5 M€), los ingresos por excesos de potencia (211,8 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 3.3 del presente informe) (67,1 M€), los ingresos por fraude (3,4 M€), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (10,8 M€), ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (-0,6 M€) ni las rentas de gestión de congestión (119,8 M€)¹⁷.

¹⁷ Las facturaciones por energía reactiva, los ingresos por fraude, los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión previstas para 2023 son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre previsto de 2022. Se estima que los ingresos por excesos de potencia se reducirán respecto de los previstos para el cierre de 2022 hasta valores similares a ejercicios anteriores, como consecuencia de la progresiva adaptación de las potencias contratadas a la nueva estructura de peajes.

Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2023, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 11.804 M€, superiores en 1.563 M€ (+15,3%) a los previstos para el cierre de 2022 (10.241 M€) (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2022 y 2023

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2022 (A)	Previsión 2023 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes y cargos de consumidores	10.040.642	11.603.503	1.562.861	15,6%
Facturación de peajes y cargos	9.522.422	11.297.124	1.774.702	18,6%
Facturación energía reactiva	94.538	94.538	-	0,0%
Facturación excesos de potencia	423.682	211.841	- 211.841	-50,0%
Ingresos de conexiones internacionales	130.040	130.040	-	0,0%
Ingresos por exportaciones	10.793	10.793	-	0,0%
Ingresos acuerdo ETSO	- 574	- 574	-	0,0%
Rentas de gestión de restricciones	119.822	119.822	-	0,0%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	67.099	67.099	-	0,0%
Ingresos por fraude	3.427	3.427	-	0,0%
Total ingresos de acceso	10.241.208	11.804.069	1.562.861	15,3%

Fuente: CNMC, Resolución de 16 de diciembre de 2021, Orden TED/1484/202, Real Decreto-ley 6/2022, Propuesta de Resolución Peajes 2023.

Finalmente, en 2023 si bien se estiman en 7.067 M€ los ingresos externos a los peajes de acceso, 6.019 M€ excluido el canon hidráulico¹⁸ (para mayor detalle véase Anexo II), en la previsión de ingresos externos a peajes se han considerado los 2.862 M€ incluidos en el Proyecto de ley de Presupuestos Generales del Estado para 2023, 1.762 M€ de ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2021 y 1.100 M€ de ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión CO₂, de acuerdo con el artículo 30.4 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética (véase Cuadro 18).

¹⁸ La Sentencia del Tribunal Supremo 850/2021 de 14 de junio, declara nula la disposición transitoria segunda y el párrafo segundo de la disposición adicional primera del Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias. Teniendo en cuenta lo anterior, por un criterio de prudencia tarifaria, en la previsión de ingresos no se considera adecuado incluir los ingresos procedentes del canon hidráulico.

Cuadro 18. Ingresos externos a peajes para el cierre de 2022 y 2023.

	Previsión cierre 2022 (A)	Previsión inicial 2023 (B)	Diferencia (B) - (A)
Ingresos de Ley 15/2012	1.879.000	1.762.000	- 117.000
Ingresos subastas derechos de CO ₂	1.100.000	1.100.000	-
Total	2.979.000	2.862.000	- 117.000

Fuente: Ley 22/2021 de Presupuestos Generales del Estado para 2022 y Proyecto de ley de Presupuestos Generales del Estado para 2023.

2.3. Previsión de los costes regulados para el cierre de 2022 y 2023

A la fecha de elaboración del presente informe, por una parte, han sido publicadas en el Boletín Oficial del Estado la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo¹⁹, y la Orden TED/749/2022, de 27 de julio²⁰, estableciendo la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019, respectivamente.

Por otra parte, con fecha 13 de julio de 2022, el pleno de la CNMC aprobó el Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019, estando pendiente de aprobación la correspondiente Orden.

¹⁹ Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, por la que se ejecuta la sentencia del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016 ().

²⁰ Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019 ().

Asimismo, está previsto que para finales del 2022 se inicie el trámite de audiencia por parte de la CNMC de las propuestas de resolución por la que se establecen las retribuciones del transporte²¹ y la distribución para el ejercicio 2020. Igualmente, a lo largo del año 2023 se prevé que se apruebe la retribución de los ejercicios 2021 y 2022, tanto para la actividad de transporte como para la actividad de distribución.

Por tanto, a la fecha de elaboración del presente informe, se ha aprobado la retribución de la actividad de distribución de los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019, estando pendiente de aprobación la retribución definitiva del transporte para dichos ejercicios y las correspondientes resoluciones de la CNMC por la que se deben establecer las retribuciones de los ejercicios 2020, 2021 y 2022, conforme a las metodologías de las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

Cabe señalar que de la aprobación de la retribución del transporte y la distribución de ejercicios anteriores se derivará un impacto sobre la previsión de costes de 2022 y/o 2023 que dependerá del momento en que se aprueben dichas retribuciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se presenta la mejor estimación de costes para el cierre del ejercicio 2022 y 2023, sin tener en cuenta el impacto de la actualización de la retribución del transporte y la distribución de ejercicios anteriores pendiente de aprobación. En el epígrafe 2.3.4 se presentan varios escenarios, dependiendo del momento en que se cierren las retribuciones del transporte y la distribución de ejercicios anteriores.

En el Anexo III del presente informe se describen detalladamente las hipótesis que sirven de base para la estimación de los distintos conceptos de coste.

2.3.1. Previsión de liquidación definitiva 2021

En el Cuadro 19 se muestra el resultado de la Liquidación definitiva del ejercicio 2021 tomando como punto de partida el resultado de la Liquidación 14/2021.

En la liquidación definitiva de 2021 se han incluido las siguientes partidas:

²¹ Condicionado a la aprobación previa de las correspondientes órdenes por las que se establezcan las retribuciones de los ejercicios 2016 a 2019.

- Se ha aplicado para el año 2021 lo establecido en la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, por la que se ejecuta la sentencia del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. La aplicación de dicha Orden ha supuesto en esta liquidación una disminución en los costes liquidables de 69.856.100 euros.

Asimismo, se ha aplicado lo establecido en la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, en lo que respecta a la modificación de la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras.

- Se ha imputado en la liquidación de cierre del ejercicio 2021 el 50% de lo acreditado en despacho, según las últimas liquidaciones recibidas a la fecha, conforme al artículo 72 del RD 738/2015. El coste de la compensación no peninsular incluido en la liquidación definitiva de 2021 asciende a 192.266.213,92 euros, lo que supone un aumento del coste de 86.547.118,30 euros con respecto a la última liquidación provisional 14/2021. Esta variación se debe fundamentalmente al incremento reconocido a los costes variables de las mencionadas instalaciones por aplicación de los nuevos valores que establecen las Resoluciones de 13 de junio y 4 de agosto de 2022, de la DGPEM, sobre precios definitivos del gas natural (1 y 2 semestre) y del combustible hulla, fuel oil, diésel oil y gasóleo (1 semestre) correspondientes al ejercicio 2021.
- La retribución específica de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos ha aumentado en 6.593.490,82 euros por la aplicación de los cambios en el registro de régimen retributivo específico y la recepción de nueva información de medidas según el calendario de la 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.
- Se ha aplicado lo establecido en la Resolución de 26 de mayo de 2022, 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 2021, que ha supuesto un ajuste de 1.498.709 euros que se incorpora como ingreso liquidable del sistema en esta Liquidación Definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico.

- Conforme a lo indicado en las Resoluciones de 28 de julio de 2021 y de 13 de octubre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se validan respectivamente los costes del Operador del Mercado de 2020 y 2021 sujetos a acreditación documental, se ha incorporado en esta liquidación de cierre un ajuste negativo (menor coste del sistema) por importe de 2.215.455 euros, como diferencia entre los costes validados y el importe sujeto a acreditación documental.
- Se han incluido ingresos del Tesoro por importe de 667.497.885,73 euros correspondientes al certificado de tributos de diciembre de 2021, enero de 2022 y febrero de 2022; los derivados de ingresos por subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero de diciembre de 2021 y enero de 2022 así como al canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica del año 2021.
- Se ha tenido en cuenta lo establecido en las Resoluciones de 4 de octubre de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se aprueban las cuantías definitivas de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondientes al ejercicio 2017 para los grupos de titularidad del Grupo Endesa (incremento del coste por importe de 130.292.676,10 euros), para la instalación de Gorona del Viento (incremento del coste de 525.450,09 euros) y para la instalación Cotesa (incremento del coste por importe de 7.121,04 euros).

Como consecuencia de todo lo anterior, se produce un superávit en el ejercicio 2021 de 772.418.524,44 euros. Según lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, este superávit se aplicará para cubrir los desajustes temporales y las desviaciones transitorias entre ingresos y costes del ejercicio 2022.

Cuadro 19. Resultado de la liquidación definitiva de 2021

Resultado Liquidación 14/2021 (miles €) (A)	231.820
Ajustes costes (-)/ ingresos (+) del ejercicio (miles €) (B)	3.925
Retribución de la distribución	69.583
Retribución adicional SNP	- 86.547
Retribución RECORE	- 6.568
Peninsular	- 6.593
No peninsular	25
Operador del sistema	1.499
Operador del mercado	2.215
Otros costes e ingresos del ejercicio	23.744
Ingresos Ley 15/2012 (miles €) (C)	667.498
Ingresos Ley Medidas Fiscales	239.273
Ingresos por CO2	428.225
Otros costes (-) o ingresos (+) de ejercicios anteriores (miles €) (D)	- 130.825
Liquidación definitiva TNP 2017	- 130.825
Desajuste Liquidación de cierre 2021 (miles €) (E) = (A) + (B) + (C) + (D)	772.419

Fuente: CNMC

2.3.2. Previsión de cierre 2022

En el Cuadro 20 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para 2022, según información de la Resolución de 16 de diciembre de 2021 y de la Orden TED/1484/2021, con la previsión de cierre del ejercicio con la última información disponible por la CNMC.

Respecto de los costes de acceso, se estima que resulten un 16,2% (2.641 M€) inferiores respecto de los previstos en la Orden TED/1484/2021 y en la Resolución de la CNMC de 16 de diciembre, motivado fundamentalmente por menor retribución específica de los sistemas peninsulares (-2.820 M€) y la menor retribución de los costes que se recuperan mediante cuotas, parcialmente compensado por el aumento de la retribución adicional de los Sistemas No Peninsulares (+139 M€) y un leve aumento del resto de los costes de acceso.

Asimismo, se estima que el total de costes regulados previstos para 2022, resultado de considerar, además de los costes de acceso, el saldo de los pagos por capacidad y otros costes regulados, serán un 21,6% inferiores (-3.547 M€) a

los inicialmente previstos para el ejercicio, debido principalmente a la aplicación del superávit de la liquidación definitiva del año 2021 (-772 M€).

Cuadro 20. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2022 y los costes previstos en la Resolución de 16 de diciembre de 2021 y en la Orden TED/1484/2021.

Costes e ingresos del sistema (miles €)	Resoluciones CNMC T&D y Orden TED/1484/2021 [1]	Previsión Liquidación 14/2022 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Costes de acceso (A)	16.303.256	13.661.505	- 2.641.751	-16,2%
Coste Transporte	1.501.609	1.506.345	4.737	0,3%
Coste Distribución	5.255.587	5.280.124	24.537	0,5%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	6.636.000	3.815.779	- 2.820.221	-42,5%
Retribución sistemas no peninsulares (SNP)	488.070	626.760	138.690	28,4%
Retribución adicional	n.d.	574.925	n.a.	n.a.
Retribución específica	n.d.	51.835	n.a.	n.a.
Servicio de interrupción	7.852	9.317	1.465	18,7%
Tasa CNMC	17.136	15.167	- 1.969	-11,5%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	114	101	- 13	-11,3%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.396.888	2.407.911	11.023	0,5%
Déficit (+)/ Superávit (-) Pagos por Capacidad (B)	-	6.612	6.612	
Ingresos Pagos por capacidad (1)	82.406	76.828	- 5.578	-6,8%
Coste Pagos por Capacidad	82.406	83.439	1.034	1,3%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	150.000	- 762.012	- 817.093	-608,0%
Retribución de la distribución		- 94.919		
Retribución distribución 2016-2019		- 25.063		
Retribución 2020		- 69.856		
Retribución 2021		-		
Liquidación definitiva SNP 2018	150.000	105.326	- 44.674	-29,8%
Aplicación del superávit de liquidaciones	-	- 772.419	- 772.419	
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	16.453.256	12.906.105	- 3.547.151	-21,6%

Fuentes: CNMC, Orden TED/1484/2021 y Resolución de 16 de diciembre de 2021

A continuación, se describen brevemente las principales diferencias entre los costes previstos para el cierre del ejercicio y los costes previstos en la Resolución de la CNMC de 16 de diciembre y en Orden TED/1484/2021.

- *Retribución del transporte y la distribución*

Se indica que si bien únicamente se contemplan las diferencias que resultan de aplicar las Circulares 4/2019 y 5/2019 con la última información disponible, a la fecha de elaboración del presente informe, se encuentran pendientes de aprobación las retribuciones definitivas del transporte de los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019 por parte del Ministerio y las retribuciones del transporte y la distribución correspondiente a los ejercicios 2020, 2021 y 2022 por parte de la CNMC, lo que podría tener impacto sobre el cierre del ejercicio 2022 (para mayor detalle véase epígrafe 2.3.4).

- *Retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE)*

La retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos para el sistema peninsular prevista para el cierre del ejercicio 2022 se estima en 3.816 M€, importe 2.820 M€ inferior al inicialmente previsto, motivado por la actualización extraordinaria para el ejercicio 2022 del coste de la energía implícito en los parámetros de la Orden TED/171/2020 establecido en el Real Decreto-ley 6/2022 y la suspensión del impuesto sobre la producción de energía eléctrica establecida en el Real Decreto-ley 29/2021.

- *Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares (SNP)*

Se estima que la retribución adicional y específica de los SENP correspondiente al ejercicio 2022 en 575 M€, importe superior al inicialmente previsto para el ejercicio. Esta diferencia se debe a que en la estimación se ha tenido en cuenta el incremento experimentado por los precios de los combustibles (gas natural y resto de combustibles fósiles) y los derechos de emisión en el ejercicio 2022.

- *Anualidades para la financiación del déficit*

Desde la publicación de la Orden TED/1484/2021 hasta el 4 de octubre de 2022 se han producido dos amortizaciones de Bonos, concretamente la serie 22 y la 29. La anualidad correspondiente a FADE tras dichas operaciones asciende a 2.036.162.151,60 € cifra que supera en 11 M€ a la incluida en la Orden TED/1484/2021 (2.025.138.993,73 €).

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, se estima los ingresos para financiar los pagos por capacidad serán 6,6 M€ inferiores a los costes previstos para el cierre del ejercicio.

- *Otros ingresos y costes liquidables de ejercicios anteriores*

Adicionalmente, en el ejercicio 2022 se han incluido los siguientes conceptos:

- Impacto de las órdenes la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, sobre la retribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019 (25,1 M€).
- Impacto de la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, sobre la retribución del ejercicio 2020 (69,9 M€). La resolución de la CNMC por la que se establece la retribución provisional para el ejercicio 2020 establece que en tanto no se aprueba la retribución conforme a la Circular 5/2019 se liquidará la retribución provisional establecida en la Orden IET/981/2016.
- Impacto de la liquidación definitiva de los SNP del ejercicio 2018 estimado en 105,3 M€.
- Superávit de la Liquidación definitiva de 2021 (772 M€), conforme a la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 17/2022.

En el Cuadro 21 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2022 según la Resolución de 16 de diciembre de 2021 y la Orden TED/1484/2021 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2022 se produciría un desajuste positivo estimado en 644 M€.

Cuadro 21. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2022

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Resoluciones CNMC T&D y Orden TED/1484/2021 [1]	Previsión Liquidación 14/2022 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	11.510.931	10.241.208	- 1.269.723	-11,0%
Ingresos por peajes de T&D	6.672.720	6.408.361	- 264.359	-4,0%
Ingresos por cargos	4.488.930	3.114.061	- 1.374.869	-30,6%
Ingresos facturación energía reactiva	98.059	94.538	- 3.521	-3,6%
Ingresos facturación excesos de potencia	151.077	423.682	272.605	180,4%
Ingresos art. 17 RD 216/2014	9.489	67.099	57.610	607,1%
Ingresos por fraude	2.307	3.427	1.120	48,6%
Ingresos de conexiones internacionales	88.349	130.040	41.691	47,2%
Ingresos externos a peajes (B)	5.197.687	3.309.100	- 1.888.587	-36,3%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	3.400.000	1.879.000	- 1.521.000	-44,7%
Ingresos subastas CO ₂ (RDL 17/2021)	1.100.000	1.100.000	-	0,0%
Impacto Título III y DA8ª del RD-ley 17/2021	-	330.100	330.100	
Ley FNSSE (2º semestre)	213.600	-	- 213.600	-100,0%
Ley minoración CO ₂	484.087	-	- 484.087	-100,0%
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	16.708.618	13.550.308	- 3.158.311	-18,9%
Costes regulados (D)	16.453.256	12.906.105	- 3.547.151	-21,6%
Costes de acceso	16.303.256	13.661.505	- 2.641.751	-16,2%
Saldo de pagos por capacidad	-	6.612	6.612	
Otros costes regulados	150.000	- 762.012	- 912.012	-608,0%
Desajuste de actividades reguladas (E) = (C) - (D)	255.362	644.202	388.840	152,3%

Fuentes: CNMC, Resolución CNMC Peajes T&D y Orden TED/1484/2021

2.3.3. Previsión 2023

En el Cuadro 22 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para el cierre de 2022 y 2023, 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 2023 se estiman en 14.686 M€, cifra superior en 1.025 M€ (7,5%) al importe previsto para el cierre del ejercicio 2022, debido, fundamentalmente, al incremento de la retribución RECORE peninsular (1.363 M€) y al incremento de la retribución de la distribución (109

M€), parcialmente compensado por la reducción de las anualidades del déficit de actividades reguladas (223,4 M€), de la retribución adicional de los territorios no peninsulares (207 M€) y de la retribución del transporte (-13 M€).

Los costes regulados previstos para 2023 se estiman en 14.337 M€, un 11,1% (1.431 M€) superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2022, debido, principalmente, a que no se incorpora en la previsión el superávit previsto para el cierre del ejercicio 2022, si bien se incluyen los desvíos que resultan de coste e ingresos para las actividades del transporte y la distribución en la liquidación definitiva de 2021.

Cuadro 22. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2022 y 2023

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2022 [1]	Previsión 2023 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Costes de acceso (A)	13.661.505	14.686.215	1.024.710	7,5%
Retribución Transporte	1.506.345	1.492.937	- 13.408	-0,9%
Retribución Distribución	5.280.124	5.388.663	108.539	2,1%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	3.815.779	5.179.142	1.363.362	35,7%
Retribución sistemas no peninsulares	626.760	415.500	- 211.261	-33,7%
Retribución adicional	574.925	367.624	- 207.302	-36,1%
Retribución específica	51.835	47.876	- 3.959	-7,6%
Servicio de interrumpibilidad	9.317	8.253	- 1.064	-11,4%
Tasa CNMC	15.167	17.107	1.941	12,8%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	101	114	13	12,8%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.407.911	2.184.499	- 223.412	-9,3%
Déficit (+)/ Superávit (-) Pagos por Capacidad (B)	6.612	-	- 6.612	-100,0%
Ingresos Pagos por capacidad	76.828	57.175	- 19.653	-25,6%
Coste Pagos por Capacidad	83.439	57.175	- 26.264	-31,5%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 762.012	- 348.816	704.526	-54,2%
Desvíos liquidación definitiva 2021		- 325.277	- 325.277	n.a.
Transporte		- 43.952	- 43.952	n.a.
Distribución		- 281.324	- 281.324	n.a.
Retribución de la distribución	- 94.919	- 53.474	41.445	-43,7%
Retribución distribución 2016-2019	- 25.063	- 53.474	- 28.411	113,4%
Retribución 2020	- 69.856	-	69.856	-100,0%
Retribución SNP	105.326	29.935	- 75.391	-71,6%
Liquidación definitiva SNP 2018	105.326	-	- 105.326	-100,0%
Liquidación definitiva SNP 2019	-	29.935	29.935	n.a.
Aplicación del déficit/superávit de liquidaciones	- 772.419	-	772.419	-100,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	12.906.105	14.337.399	1.431.293	11,1%

Fuente: CNMC

2.3.4. Impacto de la actualización de la retribución del transporte y la distribución de ejercicios anteriores

Respecto a los desvíos en la retribución, cabe señalar que, teniendo en cuenta el inicio del trámite de audiencia de las órdenes por las que se establecen las retribuciones definitivas del transporte y la distribución correspondiente a los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019, la resolución de peajes de 2022 incorporó las mejores previsiones de las retribuciones de transporte y distribución para el ejercicio 2022 determinadas con base en las metodologías establecidas en las Circulares 5/2019 y 6/2019, respectivamente.

No obstante, como se ha indicado, las resoluciones de la CNMC por las que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución para el ejercicio 2022, en tanto no se establecieran las retribuciones de los ejercicios anteriores, fijaron con carácter provisional las retribuciones establecidas en las órdenes IET/980/2016 y IET/981/2016.

A la fecha de elaboración de la presente resolución, se ha aprobado la retribución de la actividad de distribución de los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019, estando pendiente de aprobación la retribución definitiva del transporte para dichos ejercicios y las correspondientes resoluciones de la CNMC por la que se deben establecer las retribuciones de los ejercicios 2020, 2021 y 2022 conforme a las metodologías de las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

Teniendo en cuenta lo anterior, cabe plantearse dos escenarios para el cierre del ejercicio 2022. Un primer escenario en el que se publicaran sendas resoluciones estableciendo la retribución de las actividades del transporte y de la distribución para los ejercicios 2020, 2021 y 2022 conforme a las metodologías retributivas aprobadas por la CNMC y un segundo escenario en que no se llegara a tiempo de aprobar dichas resoluciones con anterioridad a la liquidación definitiva del ejercicio 2022, en cuyo caso, se liquidaría las retribuciones correspondientes al ejercicio 2016. En ambos escenarios habría que incluir los desvíos de la retribución de la distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019, en los términos establecidos en el punto séptimo de la Orden TED/749/2022. Bajo el primer escenario habría que incluir, además, los desvíos en la retribución del transporte

de los ejercicios anteriores²² y los desvíos de la retribución de la distribución de los ejercicios 2020 y 2021. Bajo el segundo escenario, habría que incluir el impacto de la actualización de la retribución de la distribución de 2016 en el ejercicio 2020²³.

En el Cuadro 23 se resumen los desvíos que resultan en cada uno de los escenarios planteados. Se observa que en ambos escenarios la retribución de redes resulta inferior a la inicialmente prevista, si bien, como se avanzaba en la Memoria que acompaña a la resolución de peajes 2022²⁴, en el primer escenario como consecuencia de la incorporación de los desvíos la retribución del transporte resulta inferior en 386 M€ a la inicialmente prevista y la retribución de la distribución resulta 3 M€ superior a la inicialmente prevista, mientras que en el segundo escenario la retribución del transporte resulta 208 M€ superior a inicialmente la prevista para el ejercicio y la retribución de la distribución resulta 189 M€ inferior a la inicialmente prevista para el ejercicio.

En relación con lo anterior se indica que, la separación establecida en la Ley 24/2013 entre peajes y cargos no se ha plasmado en el procedimiento de liquidaciones, cuya competencia recae en el ámbito del Ministerio, por lo que la función de la CNMC se limita exclusivamente a aprobar la retribución de dichos ejercicios, sin posibilidad de determinar con cargo a qué ejercicio se imputan los desvíos ni posibilidad de laminar el impacto de los mismos en varios ejercicios, aspecto puesto de manifiesto en el *“Informe sobre la Propuesta de orden por la que aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la*

²² Los desvíos de la retribución del transporte para el periodo 2016-2019 corresponden a la diferencia entre los importes liquidados y los recogidos en la propuesta de orden sometida a trámite de audiencia.

²³ La resolución de la CNMC correspondiente al ejercicio 2020 establece como retribución provisional la de la Orden IET/981/2016. La actualización de la retribución de 2016, implica la actualización de la retribución 2020.

²⁴ Para mayor detalle véase el epígrafe 5.3 de la memoria que acompaña a la Resolución de 16 de diciembre de 2021, disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3853707_4.pdf

retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019²⁵.

Cuadro 23. Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2022 y previsión de retribución de la Liquidación definitiva de 2022

	Previsión inicial (A)	Escenario A (Se actualiza la retribución del transporte y distribución)		Escenario B (No se actualiza retribución)	
		Liquidación definitiva (B)	(B) - (A)	Liquidación definitiva (C)	(C) - (A)
Retribución ejercicio 2022 (A)	6.757.196	6.786.470	29.273	6.871.296	114.100
Transporte	1.501.609	1.506.345	4.737	1.709.998	208.389
Distribución	5.255.587	5.280.124	24.537	5.161.298	- 94.289
Desvíos de ejercicios anteriores (B)	-	- 412.913	- 412.913	- 94.919	- 94.919
Transporte	-	- 391.044	- 391.044	-	-
Retribuciones 2016-2019	-	- 52.934	- 52.934	-	-
Retribución 2020	-	- 149.272	- 149.272	-	-
Retribución 2021	-	- 188.838	- 188.838	-	-
Distribución	-	- 21.870	- 21.870	- 94.919	- 94.919
Retribuciones 2016-2019	-	- 25.063	- 25.063	- 25.063	- 25.063
Retribución 2020	-	- 6.026	- 6.026	- 69.856	- 69.856
Retribución 2021	-	9.220	9.220	-	-
Total (A) + (B)	6.757.196	6.373.556	- 383.640	6.776.377	19.180
Transporte	1.501.609	1.115.302	- 386.307	1.709.998	208.389
Distribución	5.255.587	5.258.255	2.667	5.066.379	- 189.208

Fuente: CNMC

En caso de que se retrasara la aprobación de la totalidad o una parte de las retribuciones pendientes, el impacto se trasladaría al ejercicio 2023.

²⁵ Para mayor información sobre el impacto de los desvíos sobre los peajes véase el epígrafe 5.3 y el Anexo 10 del citado informe, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4304927.pdf>

3. SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO

3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC

La DGPEM solicita previsión para el cierre de 2022 y para el año 2023 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 3/2020²⁶ 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 24 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 2021, y previstos para el cierre de 2022 y 2023.

La previsión correspondiente al ejercicio 2022, es el resultado de considerar la información real registrada en la base de datos de liquidaciones eléctricas para el periodo enero – agosto, mientras que para el periodo septiembre – diciembre se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses. Para el ejercicio 2023, y partiendo de la previsión de cierre 2022, se ha estimado las previsiones aplicando la tendencia registrada en los últimos meses. Se indica que no se dispone de información correspondiente a los subsistemas ceutí y melillense, ni la facturación asociada.

²⁶ [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 24. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos suministrados por CUR con potencia contratada igual o inferior a 15 kW.

Año 2021			
Subsistema	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	9.793.988	37.525	21.351.209
Baleares	210.567	1.010	603.949
Canarias	488.136	1.822	1.052.692
Ceuta	nd	nd	nd
Melilla	nd	nd	nd
Total	10.492.692	40.356	23.007.851

Año 2022			
Subsistema	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	8.367.579	31.620	17.305.218
Baleares	170.915	818	460.915
Canarias	405.029	1.501	808.296
Ceuta	nd	nd	nd
Melilla	nd	nd	nd
Total	8.943.524	33.939	18.574.429

Año 2023			
Subsistema	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	7.603.577	28.644	14.060.625
Baleares	149.988	715	377.575
Canarias	365.957	1.351	657.705
Ceuta	nd	nd	nd
Melilla	nd	nd	nd
Total	8.119.522	30.710	15.095.905

Fuentes: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2023 el 28% de los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 21% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores.

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

La DGPEM ha solicitado en su escrito “*Evolución de los ingresos de los comercializadores de referencia por la facturación de los consumidores a quienes han aplicado el bono social, así como desglose de los pagos realizados con cargo al sistema de liquidaciones. Desagregación por número de consumidores a quienes se ha aplicado el bono social, así como los consumos y potencias por periodo tarifario y facturaciones asociadas a cada uno de estos parámetros*” correspondiente al cierre de 2022 y 2023.

La CNMC solicitó, el pasado mes de mayo a las COR información relativa a las previsiones sobre número de clientes, consumos y potencias contratadas, desagregadas por colectivo con derecho a percepción del bono social para el cierre de 2021, 2022 y 2023.

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por las empresas, la información disponible en la base de datos de liquidaciones eléctrica, y las recientes modificaciones introducidas en la regulación del Bono Social, se ha confeccionado las previsiones que se incluyen en el siguiente cuadro.

En particular, las previsiones de cierre del año 2022 incluyen para el periodo enero-julio la información registrada en la base de datos de liquidaciones eléctricas y para el resto del periodo y 2023, la mejor previsión disponible confeccionada proyectando las tendencias registradas en los últimos meses (véase Cuadro 25).

Las previsiones correspondientes a la categoría de hogares trabajadores con bajos ingresos particularmente afectados por la crisis energética, establecida por el artículo 10 del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, se han

confeccionado considerando que a mediados del año 2023 se acogen el 50% de los consumidores potenciales²⁷.

Se indica que dichas previsiones tienen un elevado margen de error, dado que, algunas de las modificaciones introducidas en la regulación del Bono Social se han introducido de forma reciente, por lo que no se dispone de un registro histórico extenso que permita asegurar la estabilidad de las tendencias registradas.

En relación con el desglose de los pagos realizados con cargo al sistema de liquidaciones, en el Cuadro 26 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 9/2022, última liquidación disponible en el momento de emitir el presente informe.

²⁷ De acuerdo con la nota de prensa emitida por Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se estima en alrededor de 1,5 millones de hogares los que podrían acogerse (https://www.miteco.gob.es/es/prensa/20221018_ndptodosloshogaresconcalefaccioncongaspodrancontarconpreciosreducidosconvistasalinvierno_tcm30-546638.pdf)

Cuadro 25. Número de consumidores, potencia contratada y energía consumida de los consumidores a los que se aplica el Bono Social

Año 2021								
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	
Vulnerable - Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	276.915	990.355	999.394	263.241	194.321	226.575	684.136	109.801
Vulnerable - Familias Numerosas	244.842	1.149.524	1.157.900	376.693	307.463	320.946	1.005.101	147.119
Vulnerable – Pensionistas	73.580	258.362	259.444	79.249	46.967	54.935	181.151	28.632
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	-	-	-	-	-	-	-	-
Vulnerable – COVID	4.588	18.155	18.500	7.189	5.845	8.041	21.075	4.408
Vulnerable – Bajos Ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	438.861	1.582.014	1.603.840	415.612	306.538	379.031	1.101.181	153.692
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	83.957	334.292	336.796	123.704	94.684	100.674	319.062	38.067
Vulnerable Severo – Pensionistas	52.148	184.321	185.298	51.365	34.730	40.669	126.764	16.915
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1.174.890	4.517.022	4.561.171	1.317.052	990.547	1.130.871	3.438.470	498.635

Año 2022								
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	
Vulnerable - Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	297.883	1.062.047	1.062.939	174.241	232.787	287.256	694.284	135.310
Vulnerable - Familias Numerosas	253.972	1.187.645	1.189.591	295.400	327.506	367.414	990.320	162.674
Vulnerable – Pensionistas	73.539	257.274	257.479	49.956	55.674	66.308	171.938	32.045
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	535	1.963	1.964	306	411	491	1.209	196
Vulnerable – COVID	1.990	7.875	8.024	3.869	3.146	4.328	11.343	2.427
Vulnerable – Bajos Ingresos	25.000	95.869	95.760	26.558	19.967	22.798	69.324	12.323
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	512.889	1.843.949	1.845.314	310.900	393.152	516.252	1.220.304	206.356
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	101.949	404.534	404.677	92.831	129.459	147.098	369.388	47.809
Vulnerable Severo – Pensionistas	52.284	184.548	184.712	29.887	40.653	50.554	121.094	18.988
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	2.523	9.190	9.192	1.445	2.395	2.151	5.990	978
TOTAL	1.322.564	5.054.694	5.059.651	985.393	1.205.151	1.464.649	3.655.193	619.107

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	
Vulnerable - Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	322.677	1.151.493	1.152.433	186.536	259.768	305.768	752.071	93.960
Vulnerable - Familias Numerosas	268.907	1.260.414	1.262.676	314.015	351.752	382.788	1.048.555	128.675
Vulnerable – Pensionistas	77.634	271.154	271.357	52.917	61.139	67.455	181.511	22.707
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	2.827	10.335	10.336	1.621	3.007	2.423	7.050	894
Vulnerable – COVID	-	-	-	-	-	-	-	-
Vulnerable – Bajos Ingresos	412.500	1.572.110	1.573.652	307.005	378.246	458.589	1.143.840	141.579
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	634.693	2.274.569	2.276.403	385.817	481.161	643.130	1.510.108	108.251
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	127.398	504.963	505.123	115.433	163.616	182.548	461.597	31.950
Vulnerable Severo – Pensionistas	56.053	197.136	197.311	31.855	44.095	53.873	129.823	9.317
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	23.847	87.301	87.306	14.522	25.745	21.192	61.460	4.369
TOTAL	1.926.535	7.329.474	7.336.598	1.409.721	1.768.528	2.117.766	5.296.015	541.702

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

Cuadro 26. Diferencias entre los derechos de cobro de las COR y los importes a aportar por las empresas financiadoras de cada liquidación del bono social

DIFERENCIAS LIQUIDACIONES	Derecho de cobro COR (€)	Importes a Pagar Financiadoras (€)	Diferencia (€)
Liquidación 04/2022	47.917.575,53	53.611.011,40	5.693.435,87
Liquidación 05/2022	42.794.192,53	53.945.699,76	11.151.507,23
Liquidación 06/2022	40.177.698,17	55.107.012,21	14.929.314,04
Liquidación 07/2022	46.314.918,14	72.219.556,11	25.904.637,97
Liquidación 08/2022	47.189.895,87	70.640.930,71	23.451.034,84
Liquidación 09/2022	50.462.084,60	68.656.914,62	18.194.830,02
TOTAL	274.856.364,84	374.181.124,81	99.324.759,97

Fuentes: 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 2022 se estiman en 67.099 miles de €, importe equivalente a elevar a un año los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre enero y agosto de 2022.

Se estima que los ingresos previstos por este concepto se mantendrán durante el ejercicio 2023.

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 2022 y 2023 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 2020 y 2021.

Cuadro 27. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2020

Comunidad Autónoma	Provincia	2020			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.748.097	25.497	34.687	2.066.399
	Almería	428.097	2.323	3.190	181.070
	Cádiz	560.405	3.042	4.594	230.955
	Córdoba	420.463	2.343	2.829	171.955
	Granada	561.669	2.737	2.975	206.834
	Huelva	308.352	1.813	4.021	142.575
	Jaén	394.897	2.025	2.679	163.473
	Málaga	1.103.271	5.755	6.402	486.658
	Sevilla	970.943	5.459	7.996	482.878
Aragón		877.179	5.687	9.062	431.886
	Huesca	150.669	1.060	2.083	81.480
	Teruel	124.584	659	818	47.531
	Zaragoza	601.926	3.968	6.161	302.875
Asturias	Asturias	725.458	4.386	8.079	306.944
Baleares	Baleares	714.296	4.733	4.472	355.103
Canarias		1.193.200	6.339	7.325	491.170
	Las Palmas	619.130	3.474	4.189	272.443
	Santa Cruz de Tenerife	574.070	2.865	3.137	218.727
Cantabria	Cantabria	430.962	2.456	3.607	171.111
Castilla La Mancha		1.396.551	7.936	10.218	610.268
	Albacete	239.280	1.419	1.905	115.053
	Ciudad Real	327.588	1.804	2.197	139.123
	Cuenca	154.201	891	949	64.910
	Guadalajara	192.736	1.161	1.702	78.509
	Toledo	482.746	2.661	3.465	212.674
Castilla y León		1.560.148	9.806	11.760	703.136
	Ávila	111.936	728	584	49.065
	Burgos	208.575	1.541	2.281	110.417
	León	316.509	1.759	1.925	124.270
	Palencia	102.246	685	992	49.214
	Salamanca	212.365	1.362	1.353	95.780
	Segovia	139.415	719	843	53.954
	Soria	71.329	502	667	34.941
	Valladolid	271.555	1.758	2.436	134.390
	Zamora	126.218	752	679	51.104
Cataluña		4.280.450	28.277	38.515	2.202.740
	Barcelona	2.924.986	19.316	25.308	1.514.572
	Gerona	519.327	3.340	3.702	248.203
	Lérida	247.887	1.683	2.294	132.548
	Tarragona	588.250	3.938	7.210	307.418
Extremadura		557.763	3.059	3.880	232.391
	Badajoz	349.422	1.914	2.826	149.902
	Cáceres	208.341	1.145	1.055	82.490
Galicia		1.743.424	9.076	15.165	679.640
	La Coruña	718.314	3.722	5.730	279.859
	Lugo	257.283	1.648	4.791	115.212
	Orense	250.873	1.135	1.192	81.934
	Pontevedra	516.954	2.571	3.451	202.635
La Rioja	La Rioja	185.990	1.251	1.401	92.815
Madrid	Madrid	3.702.603	19.695	23.860	1.553.369
Murcia	Murcia	1.044.137	5.349	8.286	441.450
Navarra	Navarra	364.990	2.506	4.393	199.684
País Vasco		1.231.857	8.139	13.661	593.018
	Álava	172.710	1.339	2.219	97.198
	Guipúzcoa	415.043	2.770	4.869	205.598
	Vizcaya	644.104	4.030	6.574	290.222
Comunidad Valenciana		3.622.654	19.142	22.697	1.474.851
	Alicante	1.421.763	7.622	7.631	555.678
	Castellón	425.851	2.734	4.112	221.052
	Valencia	1.775.040	8.785	10.954	698.120
Total		28.379.759	163.333	221.067	12.605.976

Fuentes: CNMC

Cuadro 28. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2021

Comunidad Autónoma	Provincia	2021			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.895.469	25.969	34.223	1.762.750
	Almería	452.427	2.393	3.299	163.400
	Cádiz	589.783	3.192	4.748	213.090
	Córdoba	423.888	2.342	2.824	162.766
	Granada	593.166	2.845	3.084	185.642
	Huelva	324.877	1.872	4.189	128.508
	Jaén	411.799	2.101	2.694	143.598
	Málaga	1.117.924	5.769	6.001	379.551
	Sevilla	981.605	5.455	7.384	386.195
Aragón		890.036	5.742	9.231	383.653
	Huesca	152.781	1.083	2.067	72.310
	Teruel	126.064	666	886	42.356
	Zaragoza	611.191	3.993	6.278	268.986
Asturias	Asturias	728.605	4.461	8.546	273.049
Baleares	Baleares	723.642	4.669	5.084	332.595
Canarias		1.212.383	6.348	7.475	433.552
	Las Palmas	628.798	3.473	4.273	240.349
	Santa Cruz de Tenerife	583.585	2.875	3.202	193.203
Cantabria	Cantabria	431.887	2.478	3.679	150.498
Castilla La Mancha		1.406.242	7.978	10.499	537.407
	Albacete	242.484	1.427	1.953	101.416
	Ciudad Real	322.657	1.801	2.211	121.405
	Cuenca	174.462	899	993	57.531
	Guadalajara	188.738	1.175	1.806	70.178
	Toledo	477.901	2.676	3.537	186.877
Castilla y León		1.568.460	9.896	11.935	615.531
	Ávila	109.418	731	582	42.458
	Burgos	213.919	1.566	2.388	98.881
	León	316.605	1.765	2.007	108.069
	Palencia	102.707	691	1.003	43.063
	Salamanca	213.977	1.365	1.369	82.759
	Segovia	139.289	724	862	47.247
	Soria	72.113	514	606	30.267
	Valladolid	272.375	1.784	2.429	118.240
	Zamora	128.057	754	688	44.546
Cataluña		4.351.353	28.337	38.053	1.924.241
	Barcelona	2.975.885	19.283	25.294	1.316.786
	Gerona	528.909	3.376	3.955	219.803
	Lérida	251.658	1.729	2.307	116.935
	Tarragona	594.901	3.948	6.496	270.717
Extremadura		562.801	3.097	3.969	204.666
	Badajoz	358.224	1.956	2.917	133.635
	Cáceres	204.577	1.141	1.053	71.031
Galicia		1.716.541	9.186	15.456	598.396
	La Coruña	705.751	3.758	5.972	246.477
	Lugo	256.314	1.708	4.828	102.978
	Orense	246.044	1.137	1.205	71.404
	Pontevedra	508.432	2.584	3.450	177.537
La Rioja	La Rioja	186.959	1.259	1.415	80.888
Madrid	Madrid	3.654.355	19.856	24.415	1.353.917
Murcia	Murcia	1.080.461	5.383	8.265	393.832
Navarra	Navarra	363.865	2.546	4.562	178.613
País Vasco		1.242.634	8.416	14.414	529.355
	Álava	174.872	1.354	2.321	86.085
	Guipúzcoa	419.820	2.853	5.156	183.492
	Vizcaya	647.942	4.209	6.937	259.777
Comunidad Valenciana		3.699.626	19.323	23.647	1.316.218
	Alicante	1.481.750	7.654	7.929	492.867
	Castellón	438.400	2.801	4.431	204.684
	Valencia	1.779.476	8.868	11.288	618.667
Total		28.715.319	164.944	224.867	11.069.162

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).

Esta Comisión ha solicitado a los agentes los balances de potencia y energía para la hora de mayor demanda de cada periodo tarifario de la discriminación horaria en seis periodos establecida en la Circular 3/2020, de 15 de enero, del año 2021.

En el Anexo IV del presente informe se da traslado de la información recibida por la CNMC, agregada a partir de la información aportada por cada una de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

4.3. Ajuste anualidad déficit ex ante

La Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, establece en su artículo 12 que “los derechos de cobro adjudicados, correspondientes a la financiación del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, deberán ser satisfechos en un plazo máximo de 15 años desde la fecha de su desembolso”. Puesto que la fecha de desembolso fue el 18 de junio de 2008, los derechos de cobro del déficit deberán ser satisfechos antes del 18 de junio de 2023.

Se ha estimado que la fecha de cobros y pagos de la liquidación inmediatamente anterior al 18 de junio tendrá lugar el día 29 de mayo de 2023, correspondiéndose a la liquidación provisional 3/2023, a efectos de calcular los intereses desde el 31/12/2022 hasta la fecha de satisfacción del derecho de cobro, de conformidad con la fórmula establecida en el artículo 3.5 de la Orden ITC/694/2008. No obstante, esta fecha puede variar y deberá ajustarse el cálculo de los intereses a la fecha de satisfacción del derecho de cobro que finalmente resulte.

Por ello, se solicita que se introduzca un artículo en la orden de cargos que establezca que el órgano encargado de las liquidaciones ajustará la anualidad una vez conocida la fecha de cobros y pagos de la liquidación que se satisfaga inmediatamente antes del 18 de junio, fecha en la que el derecho de cobro debe quedar saldado de conformidad con el artículo 12 de la Orden ITC/694/2008.

ANEXO I. INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2022 Y 2023 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA

ANEXO I: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2022 Y 2023 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA

Cuadro I. 1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2022 a los precios de la Resolución de 16 de diciembre de 2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de la Orden TED/1484/2021 y del Real Decreto ley 6/2022. Desglose por subsistema (miles de €).

		INGRESOS DE ACCESO (Miles de €)					
Consumo (GWh)		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
Baja tensión	107.459	6.521.038	247.897	304.895	8.300	8.868	7.090.998
2.0 TD	72.370	5.286.082	182.293	246.100	5.901	6.732	5.727.108
3.0 TD	35.074	1.234.061	65.599	58.794	2.399	2.136	1.362.989
3.0 TDVE	15	895	5	1	-	-	902
Alta tensión	120.774	2.313.178	40.238	74.247	1.725	2.035	2.431.423
6.1 TD	69.237	1.762.772	38.352	72.337	1.725	2.035	1.877.220
6.1 TDVE	12	732	-	-	-	-	732
6.2 TD	22.268	303.247	1.629	1.874	-	-	306.751
6.3 TD	10.998	106.696	36	12	-	-	106.744
6.4 TD	18.258	139.732	221	24	-	-	139.976
Total	228.233	8.834.216	288.136	379.142	10.025	10.903	9.522.422

Fuente: CNMC

Cuadro I. 2 Ingresos de acceso previstos para 2023 a los precios de la propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establecen los peajes de transporte y distribución para 2023 y a los precios de cargos que resultan de aplicar la metodología del RD 148/2021 al escenario de previsión de demanda y costes para 2023 (miles de €).

		INGRESOS DE ACCESO (Miles de €)					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
Consumo (GWh)							
Baja tensión	107.928	7.800.970	300.985	367.690	9.359	10.573	8.489.578
2.0 TD	72.625	6.252.068	217.868	293.426	6.999	7.951	6.778.312
3.0 TD	35.267	1.545.174	83.105	74.262	2.360	2.622	1.707.523
3.0 TDVE	35	3.728	12	3	-	-	3.743
Alta tensión	122.383	2.670.178	46.867	86.170	2.000	2.330	2.807.546
6.1 TD	70.180	2.059.832	44.787	84.012	2.000	2.330	2.192.961
6.1 TDVE	26	1.668	-	-	-	-	1.668
6.2 TD	22.604	339.548	1.823	2.118	-	-	343.489
6.3 TD	11.195	123.515	39	13	-	-	123.567
6.4 TD	18.380	145.614	219	27	-	-	145.860
Total	230.311	10.471.148	347.852	453.861	11.359	12.903	11.297.124

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 2022 Y 2023

ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2022 Y 2023

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.

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 2022 y 2023.

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

El Real Decreto-ley 29/2021, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 6/2022, establece, en el apartado primero de la disposición adicional segunda, la suspensión temporal del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica para el ejercicio 2022 y prevé, en el apartado segundo, la compensación en un importe equivalente a la reducción de ingresos motivada por la suspensión, con objeto de asegurar el equilibrio financiero del sistema.

Posteriormente, el Real Decreto-ley 14/2022, en su disposición adicional segunda, autoriza el libramiento de un importe de 1.360 M€ para compensar la reducción de ingresos resultado de la suspensión del impuesto sobre el valor de la producción, importe que ha sido incorporado en la Liquidación provisional 8/2022.

La estimación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica para el ejercicio 2023 se basa en las siguientes hipótesis:

- El precio de mercado diario previsto para 2023 (200,75 €/MWh) se ha estimado teniendo en cuenta las cotizaciones del producto base anual de OMIP de fecha 15 de octubre de 2022.
- El precio del mercado diario se ha apuntado por tecnología conforme al apuntamiento registrado en el periodo comprendido entre octubre de 2021 y septiembre de 2022.
- El balance de energía previsto para el ejercicio 2023 se corresponde 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 los ejercicios 2022 y 2023 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 el cierre del ejercicio 2022 y 2023.

- 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.

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 €)
2022 (1)	1.360.000
2023	4.391.213

- (1) La recaudación del impuesto sobre la producción recoge la partida presupuestaria destinada a compensar la suspensión del impuesto.

Fuente: CNMC

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

En relación al 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 2022 y 2023²⁸ se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre agosto de 2021 y julio de 2022 (272.217 miles de euros).

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 €)
2022	272.217
2023	272.217

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

²⁸ 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 2022 y 2023 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2021 y septiembre de 2022 (6.634 miles de euros).

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

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear (miles de €)
2022	6.634
2023	6.634

Fuente: CNMC

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

El Real Decreto 198/2015²⁹, 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 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW. Finalmente, el 2 por ciento del canon recaudado será considerado un ingreso del organismo de cuenca, mientras que el 98 por ciento restante será ingresado en el Tesoro Público por el organismo recaudador.

²⁹ Disponible en <https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-3182>

En la estimación de los ingresos procedentes del canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica se ha tenido en cuenta la información aportada en la Memoria que acompaña al Real Decreto 198/2015³⁰, según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada.

Para 2022 se estima una recaudación de 476.776 miles de euros y para 2023 una recaudación de 1.048.175 miles de euros, dada la producción hidráulica prevista por el Operador del Sistema para el cierre del ejercicio 2022 y 2023, considerando hidraulicidad media.

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 €)
2022	476.776
2023	1.048.175

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 2022 y 2023 en el sector eléctrico y la estructura de la demanda de gas natural del ejercicio 2022 según la última información disponible y la prevista por la CNMC para el año gas 2023 a efectos

³⁰ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

de la elaboración de la Resolución por la que se establecen los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023³¹.

Cuadro II. 5 Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2022	141.113	64.760
2023	177.355	71.649

Fuente: CNMC

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

La Ley 17/2012 también establece que 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 se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico.

No obstante, la Disposición adicional centésima décima tercera de la Ley 22/2021³², de 28 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2022 establece que los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el ejercicio 2022 serán de 1.100 millones de euros.

Asimismo, la Disposición adicional nonagésima primera del proyecto de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2023³³, establece que los

³¹ Véase Memoria que acompaña a la Resolución, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4125674.pdf>

³² Disponible en <https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-21653-consolidado.pdf>

³³ Disponible en https://www.sepg.pap.hacienda.gob.es/Presup/PGE2023Proyecto/MaestroTomos/PGE-ROM/doc/L_23_A_1.PDF

ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de serán de 1.100 millones de euros para 2023.

Teniendo en cuenta la evolución de la cotización de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, los ingresos previstos por este concepto para el cierre del ejercicio 2022 y 2023 se corresponden con el importe establecido en la Disposición adicional centésima décima tercera de la Ley 22/2021 y la Disposición adicional nonagésima primera del proyecto de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2023, respectivamente.

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 €)
2022	1.100.000
2023	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 2022 y 2023

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 2022 y 2023 ascenderían a 3.421 M€ y 7.067 M€ anuales, respectivamente, tal y como resume en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** En el Cuadro II. 8 y Cuadro II. 9 se presenta con mayor detalle.

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

	2022	2023
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.321.500	5.967.242
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción (1)</i>	1.360.000	4.391.213
<i>Impuesto nuclear</i>	272.217	272.217
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	6.634	6.634
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	476.776	1.048.175
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	141.113	177.355
<i>Impuesto carbón</i>	64.760	71.649
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	1.100.000	1.100.000
TOTAL	3.421.500	7.067.242

Fuente: CNMC

Cuadro II. 8. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2022

2022	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 €)	
	Producción convencional	142.215	35.658.876	83.439	-	35.742.316	-	64.205	-	278.850	466.140	809.195	
	Hidráulica	14.337	3.233.012	10.633		3.243.645					466.140	466.140	
	Nuclear	55.683	10.645.030			10.645.030				278.850		278.850	
	Carbón	9.611	1.917.557	-		1.917.557		64.205	-			64.205	
	CCGT'S	62.585	19.863.277	72.807		19.936.084						-	
	Producción RECORE	121.734	22.633.098	-	3.815.779	26.448.877	-	-	-	-	10.636	10.636	
Sistema peninsular	Cogeneración	18.467	3.739.697		412.077	4.151.774						-	
	Solar Fotovoltaica	27.099	4.465.835		1.910.823	6.376.658						-	
	Solar Termosolar	4.755	783.610		922.093	1.705.703						-	
	Eólica	60.795	11.489.238		337.106	11.826.344						-	
	Hidráulica	3.730	759.849		21.132	780.981					10.636	10.636	
	Biomasa	3.317	671.745		48.118	719.862						-	
	Residuos	2.678	542.256		15.920	558.176						-	
	Tratamiento de residuos	-	-		148.218	148.218							-
	Otras tecnologías renovables	893	180.868		292	181.159							-
	Sistema balear	5.523	1.054.350		603.470	1.657.820	-	555	-	-	-	-	555
	Carbón	79	15.094		43.380	58.474		555	-			555	
	Fuóleo	130	24.969		14.259	39.229						-	
	Gasóleo	280	53.674		108.998	162.671						-	
	Gas natural	4.507	862.657		403.104	1.265.761						-	
	Producción RECORE	527	97.956		33.729	131.685						-	
Sistemas no peninsulares	Sistema canario	8.396	1.401.923	-	595.800	1.997.723	-	-	-	-	-	-	
	Fuóleo	2.570	507.788		205.085	712.874						-	
	Gasóleo	3.984	787.209		319.775	1.106.983						-	
	Gas natural	-	-		-	-						-	
	Cogeneración Tenerife	-	-		-	-						-	
	Hidroeléctrica	23	4.611		1.096	5.707						-	
	Producción RECORE	1.819	102.315		69.844	172.159						-	
	Ceuta y Melilla	400	75.385	-	54.251	129.636	-	-	-	-	-	-	
	Fuóleo	386	72.535		47.561	120.096						-	
	Gasóleo	3	598		6.593	7.191						-	
Producción RECORE	11	2.251		98	2.349						-		
Consumo gas natural	Uso doméstico	143.954							77.673			77.673	
	Uso industrial	27.133							63.440			63.440	
Total		278.269	60.823.632	83.439	5.069.301	65.976.372	-	64.760	141.113	278.850	476.776	961.500	

Fuente: CNMC

Cuadro II. 9. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2023

2023	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 €)
	Producción convencional	125.701	27.653.734	57.175	-	27.710.909	1.939.764	71.193	-	278.850	1.031.577	3.321.383
	Hidráulica	30.375	6.594.512	10.633		6.605.145	462.360				1.031.577	1.493.937
	Nuclear	54.050	10.792.648			10.792.648	755.485			278.850		1.034.336
	Carbón	10.657	2.220.868	-		2.220.868	155.461	71.193	-			226.653
	CCGT'S	30.619	8.045.706	46.542		8.092.249	566.457					566.457
	Producción RECORE	139.535	27.142.028	-	4.292.706	31.434.734	2.200.431	-	-	-	16.598	2.217.029
	Cogeneración	22.591	4.778.443		1.013.694	5.792.136	405.450					405.450
	Solar Fotovoltaica	31.271	5.382.689		1.856.535	7.239.223	506.746					506.746
	Solar Termosolar	5.039	867.365		876.115	1.743.480	122.044					122.044
	Eólica	67.207	13.266.181		92.925	13.359.106	935.137					935.137
	Hidráulica	5.815	1.237.303		9.424	1.246.727	87.271				16.598	103.869
	Biomasa	3.817	807.396		43.316	850.712	59.550					59.550
	Residuos	2.878	608.690		5.410	614.099	42.987					42.987
	Tratamiento de residuos	-	-		395.166	395.166	27.662					27.662
	Otras tecnologías renovables	917	193.962		123	194.085	13.586					13.586
	Sistema balear	5.063	1.200.088		543.722	1.743.810	122.067	456	-	-	-	122.523
	Carbón	65	15.769		26.935	42.704	2.989	456	-			3.445
	Fuélóleo	-	-		14	14	1					1
	Gasóleo	291	71.009		123.596	194.605	13.622					13.622
	Gas natural	4.079	993.737		360.087	1.353.824	94.768					94.768
	Producción RECORE	628	119.573		33.090	152.663	10.686					10.686
	Sistema canario	8.460	1.465.188	-	249.641	1.714.829	120.037	-	-	-	-	120.037
	Fuélóleo	2.167	504.682		83.844	588.526	41.197					41.197
	Gasóleo	4.100	954.888		102.867	1.057.754	74.042					74.042
	Gas natural	-	-		-	-	-					-
	Cogeneración Tenerife	-	-		-	-	-					-
	Hidroeléctrica	24	5.619		320	5.939	416					416
	Producción RECORE	2.168	-		62.610	62.610	4.383					4.383
	Ceuta y Melilla	408	89.713	-	37.636	127.348	8.914	-	-	-	-	8.914
	Fuélóleo	393	86.573		30.485	117.057	8.194					8.194
	Gasóleo	5	1.101		7.099	8.201	574					574
	Producción RECORE	10	2.039		52	2.090	146					146
	Consumo gas natural											
	Uso doméstico	185.284							99.974			99.974
	Uso industrial	33.096							77.382			77.382
Total		279.167	57.550.751	57.175	5.123.706	62.731.631	4.391.213	71.649	177.355	278.850	1.048.175	5.967.242

Fuente: CNMC

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2022 Y 2023

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2022 Y 2023

1. Retribución de las redes de transporte y distribución.

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

Posteriormente, con fechas 18 de mayo y 29 de junio de 2020, el Tribunal Supremo dictó sendas Sentencias correspondientes al procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016 y de la Orden IET/981/2016 estimando parcialmente los recursos interpuestos por la Administración.

Con fecha 8 de noviembre de 2021 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), oficio de la Secretaría de Estado de Energía por el que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se solicitaba informe a la “Propuesta de orden por la que aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019”, la cual se acompañaba de la correspondiente Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN).

Igualmente, con fecha 12 de noviembre de 2021 tuvo entrada en el registro de la CNMC, oficio de la Secretaría de Estado de Energía por el que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se solicitaba informe a la “Propuesta de orden por la que se establece la retribución de las

empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019”, la cual se acompañaba de la correspondiente Memoria de Análisis del Impacto Normativo.

En relación con la distribución, en la referida MAIN se indicaba que se estaba tramitando en paralelo a la referida propuesta de orden, una propuesta de orden adicional por la que se ejecutaría la sentencia del Tribunal Supremo 481/2020 relativa a la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. En cumplimiento de dicha sentencia fue aprobada finalmente la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo. Respecto a la actividad de transporte, a la fecha de elaboración del presente informe está pendiente de aprobación la orden de ejecución de la sentencia relativa al procedimiento de declaración de lesividad de la Orden IET/981/2016.

Posteriormente, con fecha 21 de junio de 2022, el pleno de la CNMC aprobó el Informe sobre la propuesta de Orden por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017 2018 y 2019. Dicho informe ha dado lugar a la publicación de la Orden TED/749/2022, de 27 de julio.

En relación con el transporte, con fecha 13 de julio de 2022, el pleno de la CNMC aprobó el Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019. Dicho informe, a la fecha de emisión de este informe, no se ha materializado en ninguna orden.

Asimismo, está previsto que para finales del 2022 se inicie el trámite de audiencia por parte de la CNMC de las propuestas de resolución por la que se establecen las retribuciones del transporte y la distribución para el ejercicio 2020. Igualmente, a lo largo del año 2023 se prevé que se apruebe la retribución de los ejercicios 2021 y 2022, tanto para la actividad de transporte como para la de distribución.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone incorporar en la determinación de los peajes del ejercicio 2023 las mejores previsiones de las retribuciones tanto de transporte como de distribución para el ejercicio 2023 y sucesivos con base en las metodologías establecidas en las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

1.1. Retribución del transporte

Con fecha 13 de julio de 2022, el pleno de la CNMC aprobó el Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

Teniendo en cuenta dicho informe y la información retributiva remitida por las empresas transportistas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se ha llevado a cabo la mejor previsión del cálculo de las retribuciones desde el ejercicio 2020, hasta el 2023.

Los costes de inversión se obtienen por aplicación de los valores unitarios de referencia aprobados por la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, al inventario de instalaciones que han remitido dichas empresas, así como el valor real auditado declarado por las mismas, mientras que los costes de operación y mantenimiento se obtienen por aplicación de los valores unitarios de operación y mantenimiento fijados en la Circular 7/2019, todo ello de acuerdo con lo establecido en la Circular 5/2019.

Para los ejercicios 2020 y 2021 se han considerado las instalaciones puestas en servicio en los ejercicios 2018 y 2019, declaradas por las empresas transportistas con base en las Resoluciones por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas propietarias de instalaciones de transporte de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de transporte de energía eléctrica. Para los ejercicios 2022 y 2023 se han considerado las declaraciones efectuadas por las empresas transportistas en base a lo establecido en la Circular informativa 4/2021, de 5 de mayo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad.

La tasa de retribución financiera aplicada es de 5,58%, conforme a la Circular 2/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, con la excepción del ejercicio 2020, para la que se aplica el 6,003%, conforme a la Disposición transitoria única de la citada Circular 2/2019.

Teniendo en cuenta los anterior, la previsión de la retribución del transporte considerada en el cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2023 ascendería a 1.492.937³⁴ miles de € (véase Cuadro III. 1).

Cuadro III. 1 Retribución provisional del transporte para 2023

Nombre empresa	Retribución provisional del transporte 2023 (miles de €)
Red Eléctrica de España, S.A.	1.473.626
Unión Fenosa Distribución, S.A.	18.773
Vall De Sóller Energía, S.L.U.	538
TOTAL	1.492.937

Fuente: CNMC

1.2. Retribución de la distribución

Con fecha 3 de agosto de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

Teniendo en cuenta la citada Orden, así como la información retributiva remitida por las empresas transportistas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se han estimado las retribuciones de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para los ejercicios 2020 a 2023.

Respecto a la previsión de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2021, se ha estimado considerando las inversiones declaradas en el ejercicio 2019, en base a la, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para elaborar una auditoría externa sobre las inversiones en instalaciones de

³⁴ Dicha cantidad no tiene incluido el ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades establecido en el artículo 18 de la Circular 5/2019.

distribución de energía eléctrica efectuadas durante el año 2019 y el inventario a 31 de diciembre de 2019, remitido en base a la Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2020.

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

Respecto a la retribución del ejercicio 2023, se ha considerado la información remitida por las empresas distribuidoras según lo establecido en los Anexos VII a IX de la Circular informativa 8/2021³⁵. Para las previsiones relativas a ejercicios posteriores, se ha considerado la información remitida por las empresas distribuidoras en los planes de inversión.

Los costes de inversión de las nuevas instalaciones puestas en servicio se han obtenido mediante los valores auditados declarados por las empresas distribuidoras, mientras que el valor del COMGES se obtiene a través de la evolución del valor calculado para el ejercicio 2020, que se encuentra pendiente de aprobación, siguiendo lo establecido en la Circular 6/2019.

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

³⁵ [Circular informativa 8/2021](#), de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad

Conforme a lo anterior, en el Cuadro III. 2 se refleja la retribución de la actividad de distribución considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2023³⁶.

Cuadro III. 2 Retribución provisional de la distribución en el ejercicio 2023

	Retribución provisional distribución 2023 (miles €)
Distribuidoras > 100.000 clientes	4.983.561
Distribuidoras < 100.000 clientes	405.102
TOTAL	5.388.663

Fuente: CNMC

1.3. Desvíos de ejercicio 2021

Conforme al artículo 5 de la Circular 3/2020, en la determinación de los peajes de transporte y distribución se tendrán en cuenta las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores y las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores. En particular, en los Anexos I y II se detalla que se deben incluir las revisiones de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de transporte y de distribución de los ejercicios correspondientes, y las diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte en el año n-2 y los ingresos por peajes de transporte reales considerados en la Liquidación provisional 14 del ejercicio n-2.

A la fecha de elaboración de este informe, se dispone de la información necesaria para incorporar los desvíos del ejercicio 2021, primer año en el que los peajes de transporte y distribución se determinan conforme a la metodología de la Circular 3/2020.

³⁶ Dicha cantidad no tiene incluido el ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades establecido en el artículo 28 de la Circular 6/2019

Respecto de la retribución de las actividades del transporte y la distribución, como se ha indicado, a la espera de la ejecución de las Sentencias del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad de las órdenes IET/980/2016 y IET/981/2016, las resoluciones de la CNMC por las que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución de los ejercicios 2021 y 2022 fijaron con carácter provisional las retribuciones para sendos ejercicios fijadas en las citadas órdenes IET/980/2016 y IET/981/2016. La Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, y la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, modifican la retribución de la actividad de distribución del ejercicio 2016, por lo que procede la incorporación de un desvío de -66,7 M€ en la retribución de la actividad de distribución respecto a la considerada en la Resolución de 18 de marzo de 2021 (véase Cuadro III. 1 Cuadro III. 3).

Cuadro III. 3 Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2021 y retribución registrada en la Liquidación definitiva de 2021

	Previsión inicial (A)	Liquidación definitiva (B)	(B) - (A)
Retribución de redes (miles €)	6.937.964	6.871.296	- 66.668
Transporte	1.709.998	1.709.998	-
Distribución	5.227.966	5.161.298	- 66.668

Fuente: Orden TED/490/2022, Orden TED/749/2022 y CNMC

Respecto de los ingresos por peajes de transporte y distribución, en el Cuadro III. 4 se muestran las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos (en términos anuales) y los ingresos registrados en la liquidación 14/2021 (para el periodo comprendido entre mayo y diciembre de 2021) y la diferencia que resulta de entre los ingresos reales y los ingresos inicialmente previstos para el ejercicio prorrateados por el número de días de vigencia.

Adicionalmente, a efectos de determinar los desvíos de ingresos se consideran la totalidad de los ingresos procedentes de las exportaciones e importaciones de países no miembros, los procedentes de excesos de potencia y los procedentes de la facturación por energía reactiva. Al respecto cabe señalar que, como se indica en la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020, en la determinación de los peajes no se incluía la previsión de la facturación por excesos de potencia y energía reactiva entendiéndose que los peajes se deben determinar entendiéndose que los consumidores se comportan de forma eficiente y que estos ingresos se tendrían en cuenta a efectos de determinar los desvíos en el ejercicio correspondiente.

Se observa que los ingresos por peajes de transporte y distribución registrados en la liquidación definitiva de 2021 resultan inferiores a los ingresos inicialmente previstos para el ejercicio, si bien este déficit de ingresos ha sido compensado por la incorporación de la facturación por excesos de potencia y energía reactiva, no considerados en la previsión inicial, así como los mayores ingresos de peajes en las conexiones internacionales.

Como resultado de lo anterior, los ingresos por peajes de transporte y distribución registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2021 resultan superiores en 44,0 M€ y 281,3 M€, respectivamente, a la retribución liquidada en el ejercicio (véase Cuadro III. 5). Conforme al artículo 5 de la Circular 3/202, esta diferencia será incorporada en la determinación de los peajes del ejercicio 2023.

Cuadro III. 4 Ingresos previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes 2021 e ingresos registrados en la liquidación definitiva de 2021

Peaje T&D	Previsión inicial 2021 (Resolución 18 de marzo 2021) (A)						Liquidación definitiva 2021 (B)						Diferencia (B) - [(A) * (214/365)]						
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación por peajes de acceso (miles €)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)
Baja Tensión	29.608.072	144.042	109.776	856.284	3.979.976	4.836.260	30.112.780	145.257	107.766	4.044.224	495.979	2.278.201	2.774.179	504.707	1.215	- 2.010	- 6.062	- 55.265	- 61.326
2.0 TD	28.816.318	123.913	76.223	699.978	3.336.798	4.036.776	29.319.781	125.572	73.967	3.229.012	405.015	1.907.897	2.312.912	503.463	1.659	- 2.256	- 5.383	- 48.472	- 53.855
3.0 TD	791.754	20.128	33.553	156.306	643.178	799.483	792.867	19.680	33.798	815.213	90.956	370.273	461.229	1.113	- 448	245	- 686	- 6.823	- 7.509
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	132	5	1	-	7	31	38	132	5	1	7	31	38
Alta Tensión	113.560	27.178	122.196	774.625	1.247.982	2.022.607	115.738	26.214	123.118	1.336.217	443.645	704.775	1.148.420	2.178	- 965	922	- 10.519	- 26.918	- 37.437
6.1 TD	108.726	17.793	67.230	461.321	1.068.165	1.529.486	110.461	16.889	68.054	1.035.880	262.807	604.038	866.845	1.735	- 904	825	- 7.666	- 22.229	- 29.895
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	2	0	0	-	1	2	4	2	0	0	1	2	4
6.2 TD	3.695	4.113	23.363	113.310	142.320	255.630	3.820	4.032	22.154	158.688	64.019	79.850	143.868	125	- 81	- 1.209	- 2.416	- 3.592	- 6.008
6.3 TD	440	1.881	10.273	53.088	37.498	90.586	560	1.792	10.699	59.610	30.238	20.885	51.124	120	- 89	426	- 887	- 1.100	- 1.987
6.4 TD	700	3.391	21.330	146.905	-	146.905	896	3.500	22.210	82.038	86.579	-	86.579	196	109	880	449	-	449
Ingresos peajes (A)	29.721.633	171.220	231.971	1.630.908	5.227.958	6.858.866	30.228.518	171.470	230.883	5.380.442	939.623	2.982.976	3.922.599	506.885	251	- 1.088	- 16.581	- 82.183	- 98.764
Ingresos reactiva, excesos e interconexiones (B)				79.099	-	79.099				40.495	99.137	324.420	464.052				60.533	324.420	384.953
Reactiva											1.871	99.297	101.167				1.871	99.297	101.167
Excesos de Potencia										6.728	225.123	231.851					6.728	225.123	231.851
Ingresos interconexiones (1)				79.099		79.099			40.495	90.538	-	131.034					51.934		51.934
Ingresos totales (A) + (B)				1.710.007	5.227.958	6.937.966				5.420.937	1.038.760	3.307.396	4.386.651				43.952	242.237	286.189

(1) Los desvíos de ingresos en las interconexiones se incluyen en su totalidad, independientemente del periodo en que se generan.

Fuente: CNMC, Resolución de peajes 2021 y liquidación definitiva 2021

Cuadro III. 5 Desvíos de ingresos y costes del ejercicio 2021

	Previsión inicial 2021 (Resolución 18 de marzo 2021) (A)			Previsión Liquidación definitiva con actualización de retribución del transporte y distribución (B)			Diferencia (B) - (A)		
	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
Retribución (A)	1.002.574	3.065.164	4.067.738	1.002.574	3.026.076	4.028.650	-	- 39.088	- 39.088
Ingresos (B)	1.002.580	3.065.159	4.067.739	1.046.532	3.307.396	4.353.928	43.952	242.237	286.189
Peajes de redes	956.204	3.065.159	4.021.363	939.623	2.982.976	3.922.599	- 16.581	- 82.183	- 98.764
Reactiva			-	1.871	99.297	101.167	1.871	99.297	101.167
Excesos de Potencia			-	6.728	225.123	231.851	6.728	225.123	231.851
Ingresos interconexiones (1)	46.376		46.376	98.310		98.310	51.934	-	51.934
Déficit (-) / superávit (+) de ingresos (B) - (A)	6	- 5	1	43.958	281.320	325.278	43.952	281.324	325.277

(1) Los desvíos de ingresos en las interconexiones se incluyen en su totalidad, independientemente del periodo en que se generan.

Fuente: CNMC, Resolución de peajes 2021 y liquidación definitiva 2021

Adicionalmente, en la determinación de los peajes del ejercicio 2023 habrá de tenerse en cuenta la laminación los desvíos de las retribuciones de la actividad de distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019 para los agentes para los que resultan obligaciones de pago, conforme al punto séptimo de la Orden TED/749/2022, lo que supone un menor coste de 53,5 M€.

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 2022 y 2023.

Adicionalmente, se aporta la información relativa a los ejercicios 2017, 2018, 2019 y 2020 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.

Por último, se incluye la información relativa a las reliquidaciones que resultan de la aplicación de la disposición adicional octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2.1. Previsión para el cierre de 2022 y 2023

En cuanto a 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 2022 y para 2023, se han efectuado 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 2022 y 2023, independientemente del momento en que se hagan efectivos los cobros y pagos reales. En consecuencia, no se tiene en cuenta la aplicación de un coeficiente de cobertura.

Respecto de la previsión de retribución regulada para el cierre del año 2022, se ha tenido en consideración el borrador de la Orden de parámetros retributivos correspondientes al año 2022, que a la fecha de emisión del presente informe aún no ha sido publicada.

Cabe destacar que las previsiones de Retribución a la operación (Ro) cuentan con un grado de incertidumbre adicional por tres razones fundamentales. En primer lugar, las instalaciones cuya Ro depende esencialmente de los precios de los combustibles (fundamentalmente cogeneraciones y tratamiento de residuos) se ven afectadas por la variación de los correspondientes parámetros retributivos. A la fecha de elaboración del presente informe, los últimos valores publicados de Ro aplicables a estas instalaciones corresponden al segundo semestre de 2021. La coyuntura actual con precios de gas elevados y volátiles hace poco fiable la estimación de parámetros retributivos de Ro en el 2023. En segundo lugar, la Ro es directamente proporcional a la cantidad de energía generada por las instalaciones que reciben esta retribución, variable que ha sufrido variaciones muy significativas en los últimos meses para las tecnologías de cogeneración y tratamiento de residuos. Por último, cabe señalar que el Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, otorga a ciertas instalaciones de cogeneración la posibilidad de renunciar al régimen retributivo específico regulado en el Real Decreto 413/2014 para acogerse a la aplicación del mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo. El número de instalaciones de cogeneración que se acogerán a este mecanismo en todo o parte del año 2023 es una incógnita adicional.

Se ha estimado el efecto sobre el régimen retributivo específico de la suspensión del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) para todo el año 2022, de acuerdo con las liquidaciones a realizar por la CNMC según el mandato contenido en las disposiciones adicionales primera y cuarta de los Reales Decretos-leyes 12/2021 y 17/2021.

Por otro lado, en lo relativo a las previsiones de retribución a la inversión del año 2023, debe señalarse que se trata de un nuevo semiperiodo retributivo para el que no se cuenta con la correspondiente propuesta de Orden de parámetros. Para realizar la estimación se ha considerado el impacto que tendrá en la futura Orden de parámetros retributivos el valor de ajuste por desviaciones en el precio de mercado para el año 2022, ya que, previsiblemente el precio final medio para este año será notablemente superior a los 121,92 euros/MWh que figuraban en la memoria del borrador de la Orden de parámetros retributivos para 2022. También se ha tenido en cuenta la información disponible actualmente sobre los precios de mercados de futuros para el año 2023.

La previsión de retribución específica para los territorios no peninsulares para el año 2022 se estima en 1,46 TWh, con unos costes totales de 104 millones €, de los cuales el 50% son financiados con cargo a PGE, de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016. Para el año 2023 se ha estimado en 111 millones de euros, cifra inferior que la que figuraba en el acuerdo INF/DE/081/22 aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 9 de junio de 2022, 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 las siguientes tablas se muestra el dato de la potencia y energía únicamente de las instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

De acuerdo con todo lo anterior, se proporciona a continuación la correspondiente previsión tanto para el cierre del año 2022 como para el ejercicio 2023, con el detalle de los valores de potencia instalada, energía y retribución específica total (desglosada por retribución a la inversión y retribución a la

operación³⁷), para el total nacional y por sistemas (para el peninsular y para cada uno de los no peninsulares):

En el Cuadro III. 6 y el Cuadro III. 7 se muestran para el cierre del ejercicio 2022 y 2023 la previsión de potencia instalada, energía y retribución (desglosada por inversión y operación) para el total nacional y por sistemas (para el peninsular y para cada uno de los no peninsulares) con las consideraciones mencionadas anteriormente.

³⁷ La previsión para 2023 no contempla la prórroga de la suspensión del IVPEE. De extenderse dicha suspensión a todo el ejercicio, el conjunto de la retribución específica descendería en 902 millones de euros, hasta los 4.388 millones, de los cuales 4.293 millones de euros corresponderían al sistema peninsular, 63 a Canarias y 33 a Baleares.

Cuadro III. 6. Previsión para el cierre de 2022 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 31/12/2022 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE 3T y 4T	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	4.224	13.677	13	612	- 211	413
SOLAR FV	8.121	14.713	2.228	-	- 224	2.004
SOLAR TE	2.277	5.027	1.037	2	- 117	922
EOLICA	22.124	41.540	579	-	- 235	345
HIDRAULICA	876	1.426	34	-	- 13	21
BIOMASA	960	4.681	96	0	- 48	48
RESIDUOS	594	2.104	33	0	- 15	18
TRAT. RESIDUOS	563	1.693	-	188	- 40	148
OTRAS T. RENOV.	5	25	1	0	- 0	0
TOTAL	39.744	84.885	4.020	802	- 902	3.919

Península						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE 3T y 4T	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	4.210	13.651	13	610	- 211	412
SOLAR FV	7.881	14.307	2.124	-	- 214	1.911
SOLAR TE	2.277	5.027	1.037	2	- 117	922
EOLICA	21.785	40.736	566	-	- 229	337
HIDRAULICA	876	1.425	34	-	- 12	21
BIOMASA	953	4.672	96	0	- 48	48
RESIDUOS	520	1.891	28	0	- 13	16
TRAT. RESIDUOS	563	1.693	-	188	- 40	148
OTRAS TEC. RENOV.	5	25	1	0	- 0	0
TOTAL	39.069	83.426	3.898	800	- 884	3.815

Baleares						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE 3T y 4T	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	7	25	0	1	- 0	1
SOLAR FV	78	122	34	-	- 3	31
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	3	2	0	-	- 0	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	4	2	1	0	- 0	0
RESIDUOS	72	203	5	-	- 2	2
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	164	353	39	1	- 6	35

Canarias						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE 3T y 4T	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	7	-	-	-	-	-
SOLAR FV	163	284	69	-	- 7	62
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	336	803	13	-	- 6	8
HIDRAULICA	0	1	0	-	- 0	0
BIOMASA	3	7	-	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	509	1.095	82	-	- 13	69

Ceuta y Melilla						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE 3T y 4T	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,058	0,079	0,033	-	- 0,003	0,029
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,077	10,284	0,161	-	- 0,058	0,069
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2,135	10,363	0,194	-	- 0,061	0,133

Fuente: CNMC

Cuadro III. 7. Previsión 2023 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	4.053	12.275	2	1.307	1.309
SOLAR FV	8.121	14.713	2.166	-	2.166
SOLAR TE	2.277	5.027	990	-	990
EOLICA	20.658	39.033	246	-	246
HIDRAULICA	826	1.343	18	-	18
BIOMASA	960	4.681	87	0	87
RESIDUOS	564	1.969	13	0	13
TRAT. RESIDUOS	563	1.922	-	461	461
OTRAS T. RENOV.	5	25	0	-	0
TOTAL	38.027	80.989	3.522	1.768	5.291

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	4.039	12.253	2	1.304	1.306
SOLAR FV	7.881	14.307	2.066	-	2.066
SOLAR TE	2.277	5.027	990	-	990
EOLICA	20.341	38.277	240	-	240
HIDRAULICA	826	1.342	18	-	18
BIOMASA	953	4.672	86	0	87
RESIDUOS	494	1.770	11	0	11
TRAT. RESIDUOS	563	1.922	-	461	461
OTRAS TEC. RENOV.	5	25	0	-	0
TOTAL	37.379	79.595	3.414	1.765	5.179

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	7	23	0	3	3
SOLAR FV	78	122	33	-	33
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	3	2	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	4	2	1	0	1
RESIDUOS	68	190	2	-	2
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	160	338	36	3	39

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	7	-	-	-	-
SOLAR FV	163	284	67	-	67
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	314	754	5	-	5
HIDRAULICA	0	1	0	-	0
BIOMASA	3	7	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	487	1.047	73	-	73

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (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	1,973	9,627	0,064	-	0,064
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,031	9,706	0,096	-	0,096

Fuente: CNMC

2.2. Retribución de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular correspondientes a los ejercicios 2020 y 2021

Este apartado se detalla la Retribución de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular correspondientes a los ejercicios 2020 y 2021. Es decir, proporciona la generación de las instalaciones enmarcadas en la categoría B³⁸ de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio³⁹ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

En lo que se refiere a las instalaciones de la categoría B⁴⁰:

- Los datos del ejercicio 2020 al 2022 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 febrero⁴¹. Para el 2022 se dispone de información hasta la liquidación n.º 9, referida a la energía producida durante el mes de septiembre.
- Respecto a las previsiones de la parte restante de 2022 y del ejercicio 2023, se muestran aquí los datos correspondientes a las instalaciones ubicadas en los TNP de entre las contempladas en la respuesta a las cuestiones números

³⁸ «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.»

³⁹ 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.

⁴⁰ 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').

⁴¹ 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.

1.11 y 2.10 (relacionadas con las previsiones del régimen retributivo específico para todo el territorio nacional) planteadas en el oficio remitido por la SEE.

2.2.1. Año 2020

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2020 alcanzó los 1,64 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 154.251 miles €, de los cuales el 50% serán financiados con cargo PGE, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016.

A continuación, 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 2020, para el conjunto de los TNP y su desglose por sistemas:

Cuadro III. 8 Potencia instalada, energía generada y retribución específica de las instalaciones 'categoría B' en los territorios no peninsulares. Año 2020

Total SNP					
Tecnología	Potencia a 31/12/2020 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	17	34	0	2	2
SOLAR FV	240	370	105	6	112
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	383	987	27	-	27
HIDRAULICA	0	3	0	-	0
BIOMASA	3	9	1	0	1
RESIDUOS	77	239	12	-	12
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	721	1.642	146	8	154

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2020 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	34	0	2	2
SOLAR FV	77	116	35	2	37
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	4	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	1	0	1
RESIDUOS	75	228	12	-	12
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	166	382	48	4	52

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2020 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-
SOLAR FV	163	253	71	4	75
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	380	984	27	-	27
HIDRAULICA	0	3	0	-	0
BIOMASA	1	8	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	553	1.249	98	4	102

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2020 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	11,05	0,41	-	0,41
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,23	11,13	0,44	0,00	0,44

Fuente: CNMC

2.2.2. Año 2021

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2021 alcanzó los 1,70 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 146.683 miles €, de los cuales el 50% serán financiados con cargo PGE, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016.

A continuación, 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 2021, 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

tercer y cuarto trimestre de 2021, de acuerdo con las liquidaciones a realizar por la CNMC, según el mandato contenido en las disposiciones adicionales primera y cuarta de los Reales Decretos-leyes 12/2021 y 17/2021.

Cuadro III. 9 Potencia instalada, energía generada y retribución específica de las instalaciones 'categoría B' en los territorios no peninsulares. Año 2021

Total SNP						
Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada 2021 (GWh)	Retribucion inversion 2021 (M€)	Retribución operacion 2021 (M€)	Ajuste IVPEE 2021 (M€)	Total retribución específica 2021 (M€)
COGENERACION	17	41	0	2	-0	2
SOLAR FV	240	364	106	7	-5	108
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	383	1.033	27	-	-2	25
HIDRAULICA	0	3	0	-	-0	0
BIOMASA	3	9	1	0	-0	1
RESIDUOS	77	254	12	-	-1	11
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	721	1.704	146	9	-8	147
Baleares						
Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada 2021 (GWh)	Retribucion inversion 2021 (M€)	Retribución operacion 2021 (M€)	Ajuste IVPEE 2021 (M€)	Total retribución específica 2021 (M€)
COGENERACION	8	41	0	2	-0	2
SOLAR FV	77	109	35	2	-2	36
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	4	2	0	-	-0	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	2	1	0	-0	1
RESIDUOS	75	242	12	-	-1	11
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	166	396	48	4	-3	49
Canarias						
Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada 2021 (GWh)	Retribucion inversion 2021 (M€)	Retribución operacion 2021 (M€)	Ajuste IVPEE 2021 (M€)	Total retribución específica 2021 (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-	-
SOLAR FV	163	254	71	5	-3	73
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	380	1.030	27	-	-2	25
HIDRAULICA	0	3	0	-	-0	0
BIOMASA	1	8	-	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	553	1.295	98	5	-5	97

Ceuta y Melilla						
Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada 2021 (GWh)	Retribución inversión 2021 (M€)	Retribución operación 2021 (M€)	Ajuste IVPEE 2021 (M€)	Total retribución específica 2021 (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,058	0,070	0,034	0,001	- 0,001	0,034
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,168	12,263	0,407	-	- 0,033	0,374
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2,226	12,333	0,441	0,001	- 0,035	0,408

Fuente: CNMC

2.3. Reliquidaciones de ejercicios anteriores

En cuanto a la información solicitada respecto a las reliquidaciones de ejercicios anteriores, debe destacarse que el 13 de julio de 2022 se emitió informe sobre el borrador de Orden de parámetros retributivos de las instalaciones tipo correspondientes al año 2022. De la simulación de la aplicación de los parámetros incluidos en el borrador de dicha Orden resulta una retribución significativamente menor que la que se obtiene con los parámetros publicados en 2020, utilizados en las liquidaciones vigentes. Para los 9 meses liquidados hasta la fecha, dicha diferencia supondría una menor retribución de 1.170 millones de €. Extrapolándolo al año 2022 completo el importe asciende a 1.456 millones de €.

Por otra parte, el mes de octubre se han publicado tres ordenes ministeriales (Orden TED989/2022, de 11 de octubre⁴², Orden TED 990/2022, de 11 de

⁴² Orden TED/989/2022, de 11 de octubre, por la que se establecen nuevas instalaciones tipo para el mantenimiento de los parámetros retributivos establecidos mediante la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, y los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2020 y al primer semestre natural del año 2021, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

octubre⁴³ y Orden TED 995/2022, de 14 de octubre ⁴⁴) que actualizan algunos de los parámetros retributivos y afectan a los ejercicios 2018, 2019, 2020 y 2021. La publicación de estas nuevas órdenes implica realizar reliquidaciones que mayoritariamente resultan negativas. Solo una vez se facturen estos importes y se reciban los pagos correspondientes se podrán reflejar como un menor coste para el sistema. A la fecha de elaboración de este informe no se ha producido aún la facturación de ninguna de estas reliquidaciones por lo que únicamente se puede aportar simulación de las cantidades implicadas. Existe también incertidumbre respecto a los plazos en los que se materializarán los cobros, dado que los importes más elevados corresponden a las cogeneraciones y plantas de tratamiento de residuos, colectivos cuya producción ha disminuido significativamente en los últimos meses. En la siguiente tabla se muestra la simulación de los importes a facturar en los próximos meses, indicando el ejercicio al que corresponden:

Ejercicio	Orden	Reliquidaciones (millones de €)
2018	Orden TED/990/2022	3
2019	Orden TED/990/2022	4
2020	Orden TED/989/2022	-182
2021	Orden TED/989/2022 y Orden TED/995/2022	-24

⁴³ Orden TED/990/2022, de 11 de octubre, por la que se establecen los parámetros retributivos para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2018 y el 30 de junio de 2019 como consecuencia de la disposición adicional octava del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, y por la que se revisan los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2019

⁴⁴ Orden TED/995/2022, de 14 de octubre, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2021, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

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”⁴⁵, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio⁴⁶ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) para los ejercicios 2020 al 2023, 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 2023.

Al respecto, se realizan las siguientes consideraciones:

- Los datos del ejercicio 2020 (costes incurridos e ingresos realizados) se corresponden con las liquidaciones mensuales de despacho C6 que realiza el Operador del Sistema (OS) a cuenta de la definitiva a las instalaciones de esta categoría⁴⁷.
- Los datos del ejercicio 2021 se basan en las liquidaciones mensuales C5 y C3 que realiza el OS⁴⁸ a cuenta de la definitiva para las instalaciones de generación en los TNP.

⁴⁵ 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.

⁴⁶ 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.

⁴⁷ ‘Ci’, donde i es igual a 2, 3, 5, 6 etc. denota la secuencia de liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva. Para el régimen retributivo adicional, que es el que aplica a las instalaciones ‘categoría A’, las liquidaciones C2, C3 y C5 se corresponden respectivamente con las realizadas a los meses ‘m+1’, ‘m+3’ y ‘m+10’, donde ‘m’ es el mes de producción. Más allá de la C5 pueden recibirse nuevas liquidaciones (C6, C7, etc.) cuyas variaciones respecto a las anteriores no guarden ya relación con las sucesivas actualizaciones en el sistema de medidas eléctricas, sino por ejemplo con revisiones de los precios de combustibles regulatoriamente reconocidos mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM.

Para 2020 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C6 para los doce meses del año.

⁴⁸ En el caso de 2021 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C5 para los once primeros meses del año y C3 para el mes de diciembre.

- Los importes del ejercicio 2022 han sido calculados con los valores de las liquidaciones mensuales C2 y C3 realizadas por el OS⁴⁹ para el periodo enero-julio y con previsiones para el periodo agosto-diciembre.
- Las previsiones del ejercicio 2023 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 2023 [INF/DE/081/22]» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) de la CNMC en su sesión de 9 de junio de 2022; se ha actualizado la estimación realizada entonces con la mejor información disponible a la fecha de redacción de este documento.

3.1. Ejercicio 2020

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría A’, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del RD 738/2015 en b.c. en los TNP durante el año 2020 alcanzó los 10,19 TWh, con unos costes totales de generación de 1.501.912 miles € (costes fijos 456.731 miles € y costes variables 1.045.181 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 443.143 miles € correspondientes a Baleares, 981.305 miles € a Canarias y 77.464 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.045.181 €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio⁵⁰ —además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por ‘*otros costes operativos (financiación del OS, peaje de acceso, Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica)*’ 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

⁴⁹ En el caso de 2022 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C3 para los seis primeros meses del año y C2 para los meses de julio a septiembre.

⁵⁰ Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

Ley 38/1992, de 28 de diciembre. De acuerdo con lo anterior, no se detalla el desglose de dichos conceptos.

Por otro lado, se recuerda que la Circular 3/2020, de 15 de enero⁵¹, de la CNMC eliminó, a partir del 25 de enero de 2020, el peaje de acceso aplicable a las redes de transporte y distribución de electricidad, entre otros, a los productores de energía eléctrica por la energía neta vertida a la red establecido en la disposición final tercera del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones `categoría A´ en los TNP en el año 2020 alcanzan un total de 1.523.779 miles € (465.317 miles € correspondientes a Baleares, 980.904 miles € a Canarias y 77.558 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 (455.013 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.068.766 miles €), lo cuales se desglosan en 534.383 miles € a cargo de PGE y en 534.383 miles € a cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC. Los ingresos con cargo a PGE son efectivos a medida que se producen los correspondientes libramientos del Tesoro, y siempre de acuerdo con el resultado del despacho realizado por el OS, tomando dicho valor de despacho como límite. Los ingresos mensuales con cargo al sistema eléctrico se calculan de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72.4.b) del RD 738/2015, en su redacción dada por el punto seis de la disposición final tercera del RD 647/2020, con el objeto de ajustar las liquidaciones provisionales y anual a los costes de generación que efectivamente se reconozcan a los grupos generadores en estos territorios.

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo de 21.867 miles € (1.523.779 miles € - 1.501.912 miles de €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2020 asciende a 1.046.899 miles €, (294.394 miles € correspondientes a Baleares, 691.997 miles € a Canarias y 60.508 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha

⁵¹ 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.

compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.501.912 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 455.013 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. 10 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2020

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.175	6.621	396	10.192
Coste generación SNP (A)	miles €	443.143	981.305	77.464	1.501.912
Retribución costes fijos	miles €	203.140	223.205	30.386	456.731
Retribución costes variables (1)	miles €	240.003	758.100	47.078	1.045.181
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	148.749	289.308	16.956	455.013
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	294.394	691.997	60.508	1.046.899
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	316.568	691.596	60.602	1.068.766
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	158.284	345.798	30.301	534.383
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	158.284	345.798	30.301	534.383
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	22.174	-401	94	21.867

Nota: (1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS, impuestos especiales e impuestos sobre el valor de la producción (7%).

Fuente: CNMC

3.2. Ejercicio 2021

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría A’, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del RD 738/2015 en b.c. en los TNP durante el año 2021 alcanzó los 11,10 TWh, con unos costes totales de generación de 1.876.194 miles € (costes fijos 427.506 miles € y costes variables 1.448.689 miles €), los cuales han sido determinados exclusivamente sobre la base de las liquidaciones mensuales finales e intermedias realizadas por el OS para el periodo enero-diciembre de 2021.

Debido al calendario de publicación de dichas liquidaciones, se advierte que aquellas publicadas con anterioridad a la fecha de publicación de la Resolución de 13 de junio de 2022, de la DGPEM, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del primer y segundo de 2021 no incluirían el incremento experimentado por dicho combustible en los meses afectados. Igualmente, se indica que las referidas liquidaciones tampoco incluirían los precios definitivos del resto de los combustibles para el segundo semestre de 2021 por encontrarse pendientes de publicación mediante la análoga resolución DGPEM.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.448.689 €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio⁵² —además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por *otros costes operativos (financiación del OS e Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica)* 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 2021 alcanzan un total de 1.849.178 miles € (587.263 miles € correspondientes a Baleares, 1.173.222 miles € a Canarias y 88.693 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 (1.464.646 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (384.532 miles €), los cuales se desglosan en 192.266 miles € a cargo de PGE y en 192.266 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 27.016 miles € (1.849.178 - 1.876.194 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2021 asciende a 411.548 miles €,

⁵² Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

(47.401 miles € correspondientes a Baleares, 324.072 miles € a Canarias y 40.075 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.876.194 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 1.464.646 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. 11 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2021

COMPENSACIÓN TNP DE 2021					
Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.187	6.525	390	11.102
Coste generación SNP (A)	miles €	616.234	1.171.246	88.714	1.876.194
Retribución costes fijos	miles €	198.990	199.038	29.478	427.506
Retribución costes variables (1)	miles €	417.245	972.208	59.236	1.448.689
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	568.833	847.174	48.639	1.464.646
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	47.401	324.072	40.075	411.548
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	18.430	326.048	40.054	384.532
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	9.215	163.024	20.027	192.266
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	9.215	163.024	20.027	192.266
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	-28.971	1.976	-21	-27.016

Nota: (1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS, impuestos especiales e impuestos sobre el valor de la producción (7%).

Fuente: CNMC

3.3. Ejercicio 2022

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 2022, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c a partir de instalaciones ‘categoría A’ en los TNP durante 2022 alcance los 11,96 TWh.

Los costes totales de generación se estiman en 3.478.986 miles de € (costes fijos 408.407 miles € y costes variables 3.070.579 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 2022 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 2022 y previsión de 2023 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla*» elaborado por el citado operador, una vez escalada la demanda estimada por el OS a la estimada por la CNMC y teniendo en cuenta el incremento experimentado por i) los precios de los combustibles (gas natural y resto de combustibles fósiles) y ii) los derechos de emisión en el ejercicio 2022, ascendiendo estos últimos a 80,15 €/tCO₂ de acuerdo con la plataforma SENDECO2 para los meses de enero a octubre y 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 (3.070.579 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, impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica*⁵³)’ definidos en el artículo 36 del 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 reconocidos a las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP en el año 2022 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzarían un total de 2.329.136 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 956.394 miles € correspondientes a Baleares, 1.299.608 miles € a Canarias y 73.134 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 agosto de 2022 por la energía producida en esos meses. Adicionalmente, para los meses de septiembre a

⁵³ La aplicación del IVPEE estuvo suspendida durante todo el año 2022.

diciembre, se ha considerado la demanda prevista por esta CNMC para esos meses y un PMP estimado igual a 131,55 €/MWh, el cual ha sido obtenido como el promedio de los precios base de los futuros publicados por OMIP a fecha 10 de noviembre de 2022 para los antedichos meses. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2021 (último año natural completo disponible), lo cual da lugar a precios de 159,66 €/MWh en Baleares, 152,60 €/MWh en Canarias y 146,56 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2022 asciende a 1.149.850 miles €, (569.741 miles € correspondientes a Baleares, 525.956 miles € a Canarias y 54.153 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 3.478.986 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 2.329.136 miles €.

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

Cuadro III. 12 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2022

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.996	6.578	389	11.963
Coste generación SNP (A)	miles €	1.526.135	1.825.564	127.287	3.478.986
Retribución costes fijos	miles €	178.324	197.240	32.843	408.407
Retribución costes variables (1)	miles €	1.347.811	1.628.324	94.444	3.070.579
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	956.394	1.299.608	73.134	2.329.136
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	569.741	525.956	54.153	1.149.850
Financiada con cargo a PGE	miles €	284.871	262.978	27.077	574.925
Financiada con cargo a peajes de acceso	miles €	284.871	262.978	27.077	574.925

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

Fuente: CNMC

3.4. Ejercicio 2023

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 2023» [INF/DE/081/22] aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 9 de junio de 2022, porque a la fecha de elaboración de este documento se considera que 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 los precios de los combustibles, así como de los derechos de emisión en los últimos meses) y iii) el PMP para ese ejercicio.

Esta nueva previsión de retribución adicional, inferior a la proporcionada en junio, se basa en la estimación para el 2023 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 2022 y previsión de 2023 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 inferior a la contemplada por el OS— y considerando asimismo las previsiones de la CNMC 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 2023 a fecha 20 de octubre de 2022, una vez obtenida la proporción que los costes variables de estos combustibles representan en los costes variables de generación de cada sistema eléctrico de los TNP y iii) el precio de los derechos de emisión para el ejercicio 2023, el cual ascendería a 76,35 €/tCO₂ de acuerdo con el mercado de futuros de la plataforma European Energy Exchange (EEX) de fecha 7 de noviembre de 2022.

Se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones 'categoría A' en los TNP durante 2023 alcance los 11,12 TWh, cuantía inferior en 0,84 TWh a su homóloga en 2022, debido, entre otros aspectos, a una mayor programación del cable Península – Baleares —que supondrá primordialmente un consumo menor del gas natural en el archipiélago balear— todo ello de

acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre⁵⁴.

Los costes totales de generación se estiman en 3.368.624 miles € (costes fijos 367.189 miles € y costes variables 3.001.434 miles €). Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (3.001.434 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, Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica)` 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 (las centrales eléctricas o combinadas estarían exentas del impuesto especial sobre hidrocarburos de conformidad con lo dispuesto en la Disposición final primera del repetido RDL 15/2018).

Los ingresos reconocidos a las instalaciones `categoría A` en los TNP en el año 2023 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzan un total de 2.633.377 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 1.080.515 miles € correspondientes a Baleares, 1.465.188 miles € a Canarias y 87.674 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2023 es igual a 200,75 €/MWh, el cual se corresponde con el previsto en el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación año 2023 de fecha 10 de noviembre de 2022. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2021, lo cual da lugar a precios de 243,64 €/MWh en Baleares, 232,87 €/MWh en Canarias y 223,65 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2023 ascendería a 735.247 miles €, (510.632 miles € correspondientes a Baleares, 187.031 miles € a Canarias y 37.584 miles

⁵⁴ Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del "Plan + seguridad para tu energía (+SE)", así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía.

€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 3.368.624 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 2.633.377 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 adicional⁵⁵.

Cuadro III. 13 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2023

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.435	6.292	392	11.119
Coste generación SNP (A)	miles €	1.591.147	1.652.219	125.258	3.368.624
Retribución costes fijos	miles €	139.267	194.519	33.403	367.189
Retribución costes variables (1)	miles €	1.451.880	1.457.700	91.855	3.001.435
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	1.080.515	1.465.188	87.674	2.633.377
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	510.632	187.031	37.584	735.247
Financiada con cargo a PGE	miles €	255.316	93.516	18.792	367.624
Financiada con cargo a peajes de acceso	miles €	255.316	93.516	18.792	367.624

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

Fuente: CNMC

4. Cuotas

El importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear es el resultado de aplicar las tasas establecidas en la

⁵⁵ Bajo estas mismas hipótesis, de mantenerse la suspensión del IVPEE durante todo el ejercicio 2023, la retribución por costes variables se reduciría hasta los 2.765.631 miles de euros, siendo la retribución adicional 499.443 miles de euros, financiada al 50% entre el sector eléctrico y los PGE.

normativa vigente a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2022 y 2023 (véase Cuadro III. 14).

Cuadro III. 14 Previsión de cierre de 2022 y 2023 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear

	Previsión de cierre 2022		Previsión 2023	
	2022 (miles €)		2023 (miles €)	
Previsión de ingresos (1) (2)	10.111.168		11.404.873	

Concepto de coste	%	Importe cuotas (miles €)	%	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	15.167	0,150	17.107
2ª parte de combustible nuclear	0,001	101	0,001	114

(1) Se excluyen los ingresos del acuerdo ETSO y los ingresos de las rentas de gestión de restricciones.

(2) La previsión de ingresos del ejercicio 2023 se corresponde con los ingresos necesarios para cubrir los costes de acceso previstos para el ejercicio, descontados los ingresos.

Fuente: CNMC

5. Anualidades para la financiación del déficit

5.1. Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2023 para financiar el déficit adjudicado en la citada subasta, de acuerdo con las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, y se precisa el contenido y las características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, asciende a 43.506,38 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses del 1 al 30 de septiembre de 2022 (1,025%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 1,675%. Tanto el tipo de interés como la anualidad deberán ajustarse

cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre (Véase Cuadro III. 15).

La Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, establece en su artículo 12 que “los derechos de cobro adjudicados, correspondientes a la financiación del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, deberán ser satisfechos en un plazo máximo de 15 años desde la fecha de su desembolso”. Puesto que la fecha de desembolso fue el 18 de junio de 2008, los derechos de cobro del déficit deberán ser satisfechos antes del 18 de junio de 2023.

Se ha estimado que la fecha de cobros y pagos de la liquidación inmediatamente anterior al 18 de junio tendrá lugar el día 29 de mayo de 2023, correspondiéndose a la liquidación provisional 3/2023, a efectos de calcular los intereses desde el 31/12/2022 hasta la fecha de satisfacción del derecho de cobro, de conformidad con la fórmula establecida en el artículo 3.5 de la Orden ITC/694/2008. No obstante, esta fecha puede variar y deberá ajustarse el cálculo de los intereses a la fecha de satisfacción del derecho de cobro que finalmente resulte.

Por ello, se solicita que se introduzca un artículo en la orden de cargos que establezca que el órgano encargado de las liquidaciones ajustará la anualidad una vez conocida la fecha de cobros y pagos de la liquidación que se satisfaga inmediatamente antes del 18 de junio, fecha en la que el derecho de cobro debe quedar saldado de conformidad con el artículo 12 de la Orden ITC/694/2008.

Cuadro III. 15 Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2023

TITULIZACION DEL DEFICIT EX-ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008		
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-22 (miles de euros)		
(+) IdPC a 31-12-21	137.096,30	:Importe definitivo pendiente de cobro 31-12-21 según consta en la Resolución de 27 de enero de 2022 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(n) 2021 + difer (%)	0,075%	:media del euribor a 3 meses de noviembre 2021, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2022	102,82	:intereses devengados en el año 2022 según artículos 3, 8 y concordantes de Orden ITC/694/2008 de 7 de marzo y Resolución extinta CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2022	93.988,20	:anualidad año 2022 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
(=) IPC a 31-12-22	43.210,92	:importe pendiente de cobro a 31-12-2022

ANUALIDAD PROVISIONAL 2023 (miles de euros)		
i(n) 2022 + difer.	1,675%	:media del euribor a 3 meses del 1 al 30 de septiembre de 2022, Act 365. más diferencial resultante de subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
Anualidad 2023	43.506,38	:anualidad año 2023

Fuente: CNMC

5.2. 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%.

5.3. Anualidad correspondiente a FADE

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

En los años 2021 y 2022 no se ha realizado ninguna nueva emisión de FADE.

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2022 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 2022, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2021, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro III. 16 Importe pendiente de cobro a 31/12/2022 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2021 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses (€)	Anualidad 2022 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2022 (€)
1ª	662.510.671,46	1,868%	12.375.699,34	170.560.228,14	504.326.142,66
2ª	674.166.699,21	1,868%	12.593.433,94	170.339.722,24	516.420.410,91
3ª	686.644.344,26	1,868%	12.826.516,35	169.949.443,07	529.521.417,54
4ª	354.808.254,54	1,868%	6.627.818,19	85.119.394,35	276.316.678,38
5ª	571.950.975,93	1,868%	10.684.044,23	126.697.027,41	455.937.992,75
6ª	122.904.380,99	1,868%	2.295.853,84	26.533.085,62	98.667.149,21
7ª	37.400.288,90	1,868%	698.637,40	8.074.122,82	30.024.803,48
8ª	47.826.940,53	1,868%	893.407,25	10.245.030,50	38.475.317,28
9ª	37.690.797,63	1,868%	704.064,10	8.042.607,18	30.352.254,55
10ª	225.204.553,73	1,868%	4.206.821,06	47.778.583,91	181.632.790,89
11ª	57.796.997,23	1,868%	1.079.647,91	12.262.001,97	46.614.643,17
12ª	100.436.156,75	1,868%	1.876.147,41	20.868.583,19	81.443.720,97
13ª	90.873.776,28	1,868%	1.697.522,14	18.881.715,73	73.689.582,69
14ª	147.365.382,31	1,868%	2.752.785,34	30.562.263,65	119.555.904,01
15ª	66.257.424,67	1,868%	1.237.688,69	13.715.556,27	53.779.557,09
16ª	65.017.036,21	1,868%	1.214.518,24	13.458.790,82	52.772.763,62
17ª	80.699.266,59	1,868%	1.507.462,30	16.705.076,27	65.501.652,62
18ª	95.494.915,13	1,868%	1.783.845,01	19.731.023,60	77.547.736,55
19ª	235.536.290,01	1,868%	4.399.817,90	48.575.731,41	191.360.376,50
20ª	53.684.883,71	1,868%	1.002.833,63	11.071.680,26	43.616.037,08
21ª	50.875.842,38	1,868%	950.360,74	10.453.515,59	41.372.687,52
22ª	346.223.601,98	1,868%	6.467.456,89	70.746.269,46	281.944.789,41
25ª	35.385.014,72	1,868%	660.992,08	6.431.091,95	29.614.914,85
26ª	51.393.067,57	1,868%	960.022,50	9.310.416,12	43.042.673,95
27ª	807.670.451,47	1,868%	15.087.284,03	144.919.345,81	677.838.389,69
28ª	46.086.171,04	1,868%	860.889,68	8.242.935,20	38.704.125,52
29ª	74.773.251,16	1,868%	1.396.764,33	13.310.528,67	62.859.486,82
30ª	78.255.528,51	1,868%	1.461.813,27	13.886.580,32	65.830.761,47
31ª Cesión	326.873.357,05	1,868%	6.105.994,31	57.641.685,10	275.337.666,26
32ª	41.564.372,45	1,868%	776.422,48	7.250.339,92	35.090.455,01
33ª	80.290.505,34	1,868%	1.499.826,64	13.984.009,47	67.806.322,51
34ª	32.258.570,09	1,868%	602.590,09	5.618.399,68	27.242.760,49
35ª	45.930.571,19	1,868%	857.983,07	7.975.053,02	38.813.501,24
36ª	42.197.977,20	1,868%	788.258,21	7.260.113,65	35.726.121,76
37ª	718.078.305,19	1,868%	13.413.702,74	123.357.121,28	608.134.886,65
38ª	36.321.415,04	1,868%	678.484,03	6.192.629,51	30.807.269,56
39ª	874.505.599,48	1,868%	16.335.764,60	147.766.236,51	743.075.127,57
40ª Cesión	30.893.275,07	1,868%	577.086,38	5.204.576,06	26.265.785,39
41ª	1.029.749.872,95	1,868%	19.235.727,63	163.566.598,12	885.419.002,46
42ª	137.100.346,22	1,868%	2.561.034,47	21.686.845,98	117.974.534,71
43ª	229.927.306,76	1,868%	4.295.042,09	36.370.426,67	197.851.922,18
44ª	157.707.655,46	1,868%	2.945.979,00	24.946.557,24	135.707.077,23
45ª Cesión	572.698.281,70	1,868%	10.698.003,90	89.846.049,99	493.550.235,62
Total FADE	10.261.030.376,08	-	191.676.047,43	2.025.138.993,73	8.427.567.429,77

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2023 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 3,07 años para la emisión 1ª y 5,85 años para la emisión 45ª), y el tipo de interés de actualización, que asciende al 2,011%, 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 2022, 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 2022, 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 2022 y 17 de junio de 2022.

La anualidad de FADE para 2023 que se muestra en el siguiente cuadro estará sometida a los ajustes derivados de emisiones para refinanciación y amortizaciones de bonos que se produzcan durante el ejercicio 2023.

Cuadro III. 17 Anualidades provisionales para 2023 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2022 (€)	Tipo de interés (%)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2023 (€)
1ª	504.326.142,66	2,011%	3,07	171.044.583,60
2ª	516.420.410,91	2,011%	3,15	170.832.846,11
3ª	529.521.417,54	2,011%	3,24	170.451.976,58
4ª	276.316.678,38	2,011%	3,38	85.379.294,70
5ª	455.937.992,75	2,011%	3,76	127.116.981,26
6ª	98.667.149,21	2,011%	3,89	26.623.401,01
7ª	30.024.803,48	2,011%	3,89	8.101.606,15
8ª	38.475.317,28	2,011%	3,93	10.280.184,54
9ª	30.352.254,55	2,011%	3,95	8.070.314,34
10ª	181.632.790,89	2,011%	3,98	47.944.166,56
11ª	46.614.643,17	2,011%	3,98	12.304.497,47
12ª	81.443.720,97	2,011%	4,09	20.942.479,87
13ª	73.689.582,69	2,011%	4,09	18.948.576,81
14ª	119.555.904,01	2,011%	4,10	30.670.695,61
15ª	53.779.557,09	2,011%	4,11	13.764.311,75
16ª	52.772.763,62	2,011%	4,11	13.506.633,55
17ª	65.501.652,62	2,011%	4,11	16.764.458,76
18ª	77.547.736,55	2,011%	4,12	19.801.297,83
19ª	191.360.376,50	2,011%	4,13	48.749.072,16
20ª	43.616.037,08	2,011%	4,13	11.111.189,15
21ª	41.372.687,52	2,011%	4,15	10.490.961,85
22ª	281.944.789,41	2,011%	4,18	71.001.148,68
25ª	29.614.914,85	2,011%	4,86	6.457.251,37
26ª	43.042.673,95	2,011%	4,88	9.348.414,67
27ª	677.838.389,69	2,011%	4,94	145.516.735,70
28ª	38.704.125,52	2,011%	4,96	8.277.026,85
29ª	62.859.486,82	2,011%	4,99	13.365.851,47
30ª	65.830.761,47	2,011%	5,01	13.944.486,73
31ª Cesión	275.337.666,26	2,011%	5,05	57.883.619,97
32ª	35.090.455,01	2,011%	5,12	7.281.117,05
33ª	67.806.322,51	2,011%	5,13	14.043.465,75
34ª	27.242.760,49	2,011%	5,13	5.642.287,62
35ª	38.813.501,24	2,011%	5,15	8.009.069,47
36ª	35.726.121,76	2,011%	5,21	7.291.377,30
37ª	608.134.886,65	2,011%	5,22	123.889.164,20
38ª	30.807.269,56	2,011%	5,27	6.219.549,30
39ª	743.075.127,57	2,011%	5,33	148.414.620,34
40ª Cesión	26.265.785,39	2,011%	5,35	5.227.484,06
41ª	885.419.002,46	2,011%	5,76	164.332.109,06
42ª	117.974.534,71	2,011%	5,79	21.788.784,50
43ª	197.851.922,18	2,011%	5,79	36.541.385,02
44ª	135.707.077,23	2,011%	5,79	25.063.817,95
45ª Cesión	493.550.235,62	2,011%	5,85	90.272.026,68
Total FADE	8.427.567.429,77		-	2.032.710.323,40

Fuente: CNMC

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 2022 y 2023.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión 83,4 M€ y 57,2 M€ para los años 2022 y 2023, respectivamente (véase Cuadro III. 18).

A efectos del cobro del incentivo a la inversión se ha tenido en cuenta que en el ejercicio 2022 pierden el derecho de cobro el grupo 3 de la central de ciclo combinado de Castejón y el grupo 1 de Escatrón y durante 2023 el grupo 4 de la central de Castellón, el grupo 3 de la central de Escatrón, el grupo 5 de la central de Puentes de García Rodríguez y el grupo 3 de la central de Sabón.

Cuadro III. 18 Derechos de cobro de los pagos por capacidad estimados para 2022 y 2023.

Pagos por capacidad (miles de €)	2022	2023
Incentivo inversión	83.439	57.175
Hidráulica	10.633	10.633
CCG	72.807	46.542
Total	83.439	57.175

Fuente: CNMC y OS

Por otra parte, en el Cuadro III. 19 se muestra los ingresos de los pagos por capacidad para 2022 que se han calculado aplicando los precios de los pagos por capacidad establecidos en la Orden TED/1484/2021 a la demanda en consumo prevista para el sistema peninsular por la CNMC para 2022 una vez ha sido incrementada con los coeficientes de pérdidas estándares establecidos en la Circular 3/2020.

Cuadro III. 19 Ingresos procedentes de la aplicación de precios por los pagos por capacidad estimados para el ejercicio 2022.

	Demanda en consumo peninsular (MWh)	Demanda en b.c. peninsular (MWh)	Ingresos de los pagos por capacidad 2022 (miles €)
BAJA TENSION	98.105	114.967	54.299
2.0 TD	66.493	77.937	35.419
3.0 TD	31.597	37.012	18.870
3.0 TDVE	15	18	9
ALTA TENSION	116.252	122.701	22.529
6.1 TD	64.997	69.541	13.676
6.1 TDVE	12	13	3
6.2 TD	22.005	23.144	4.189
6.3 TD	10.997	11.461	1.850
6.4 TD	18.240	18.542	2.812
TOTAL	214.357	237.668	76.828

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro III. 20 se muestra el déficit de los pagos por capacidad previsto para el cierre de 2022 y 2023. Por lo que se refiere a los ingresos de los pagos por capacidad para 2023, 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. 20 Previsión del superávit/déficit de los pagos por capacidad para 2022 y 2023.

	2022	2023
Déficit (-)/ Superavit (+) Pagos por Capacidad (miles €) (A) - (B)	- 6.612	-
Ingresos Pagos por capacidad (A)	76.828	57.175
Coste Pagos por Capacidad (B)	83.439	57.175
Incentivo a la inversión	83.439	57.175

Fuente: CNMC

ANEXO IV. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2021

BALANCES DE POTENCIA. AÑO 2021

Flujos de potencia (MW). Periodo 1

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	29.640	12.908	7.171	7.074	0	2.104	5,63%	384	1,31%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	5.262	0	5.578	11.242	0	1.075	2,87%	276	1,54%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.723	0	0	15.355	5	2.809	7,51%	303	1,67%
1 kV < NT < 30 kV	1.318	0	0	0	24.353	9.501	25,41%	1.135	3,35%
NT ≤ 1 kV	331	0	0	0	0	21.895	58,57%	2.794	12,76%
Total	42.274	12.908	12.748	33.671	24.358	37.382	100,00%	4.891	

Flujos de potencia (MW). Periodo 2

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	30.628	13.631	7.581	7.081	0	2.030	5,56%	305	1,01%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.092	0	5.398	11.022	0	1.027	2,81%	277	1,59%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.066	0	0	14.996	5	2.757	7,56%	288	1,62%
1 kV < NT < 30 kV	1.101	0	0	0	23.972	9.111	24,97%	1.116	3,37%
NT ≤ 1 kV	385	0	0	0	0	21.566	59,10%	2.796	12,96%
Total	41.272	13.631	12.980	33.099	23.977	36.491	100,00%	4.781	

Flujos de potencia (MW). Periodo 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	22.428	9.461	5.160	5.508	0	2.184	6,54%	114	0,51%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.771	0	4.194	8.608	0	1.270	3,80%	160	1,14%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.555	0	0	11.677	4	3.023	9,06%	205	1,40%
1 kV < NT < 30 kV	1.860	0	0	0	16.061	10.965	32,84%	627	2,32%
NT ≤ 1 kV	1.414	0	0	0	0	15.942	47,75%	1.537	9,64%
Total	36.029	9.461	9.354	25.793	16.065	33.385	100,00%	2.644	

Flujos de potencia (MW). Periodo 4

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	21.921	8.962	4.978	5.487	0	2.379	7,18%	115	0,53%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	5.122	0	4.138	8.519	0	1.262	3,81%	164	1,18%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.500	0	0	11.408	4	2.989	9,02%	215	1,49%
1 kV < NT < 30 kV	1.860	0	0	0	15.942	10.710	32,31%	620	2,33%
NT ≤ 1 kV	1.428	0	0	0	0	15.812	47,69%	1.561	9,87%
Total	35.830	8.962	9.116	25.413	15.946	33.153	100,00%	2.677	

Flujos de potencia (MW). Periodo 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	21.140	8.880	4.829	4.772	0	2.501	8,50%	157	0,75%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.405	0	3.676	7.280	0	1.150	3,91%	180	1,49%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.021	0	0	10.612	3	2.710	9,21%	201	1,50%
1 kV < NT < 30 kV	1.667	0	0	0	15.047	8.657	29,41%	627	2,64%
NT ≤ 1 kV	973	0	0	0	0	14.421	48,99%	1.602	11,11%
Total	32.206	8.880	8.505	22.664	15.050	29.440	100,00%	2.766	

Flujos de potencia (MW). Periodo 6

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	24.018	10.435	5.135	5.785	0	2.204	7,06%	458	1,94%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	5.575	0	4.886	9.819	0	1.040	3,33%	266	1,69%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.609	0	0	13.265	4	2.079	6,66%	282	1,83%
1 kV < NT < 30 kV	909	0	0	0	23.140	5.569	17,83%	1.069	3,72%
NT ≤ 1 kV	2	0	0	0	0	20.346	65,13%	2.800	13,76%
Total	36.113	10.435	10.021	28.870	23.144	31.238	100,00%	4.875	

Fuente: CNMC

BALANCES DE ENERGÍA. AÑO 2021

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	16.622.443	6.916.471	4.069.157	3.926.008	0	1.493.458	6,48%	217.348	1,32%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.573.758	0	3.154.905	6.343.457	0	841.735	3,65%	150.132	1,45%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.823.506	0	0	8.832.461	2.670	2.053.883	8,91%	158.555	1,46%
1 kV < NT < 30 kV	1.062.279	0	0	0	12.835.447	6.773.440	29,37%	555.318	2,83%
NT ≤ 1 kV	425.860	0	0	0	0	11.898.346	51,60%	1.365.630	11,48%
Total	25.507.846	6.916.471	7.224.062	19.101.926	12.838.117	23.060.862	100,00%	2.446.984	

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	20.760.370	8.592.727	4.984.281	4.799.954	0	2.129.542	7,41%	253.865	1,24%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.348.480	0	3.913.411	7.732.855	0	1.123.673	3,91%	171.269	1,34%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.722.078	0	0	10.729.642	3.255	2.703.132	9,41%	183.741	1,37%
1 kV < NT < 30 kV	1.343.336	0	0	0	15.544.697	8.390.771	29,21%	670.320	2,80%
NT ≤ 1 kV	550.537	0	0	0	0	14.380.320	50,06%	1.718.168	11,95%
Total	31.724.802	8.592.727	8.897.692	23.262.451	15.547.952	28.727.439	100,00%	2.997.363	

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	18.741.952	7.864.452	4.404.569	4.216.689	0	2.093.072	8,09%	163.169	0,88%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.534.589	0	3.407.694	6.759.719	0	1.091.097	4,22%	140.531	1,25%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.990.293	0	0	9.142.304	2.853	2.503.856	9,68%	153.543	1,32%
1 kV < NT < 30 kV	1.253.153	0	0	0	12.670.476	8.182.781	31,64%	518.609	2,49%
NT ≤ 1 kV	617.091	0	0	0	0	11.993.863	46,37%	1.296.556	10,81%
Total	28.137.078	7.864.452	7.812.263	20.118.712	12.673.328	25.864.669	100,00%	2.272.409	

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	20.608.065	8.607.173	4.811.144	4.588.153	0	2.428.919	8,46%	172.677	0,84%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.884.023	0	3.735.022	7.358.838	0	1.238.383	4,31%	158.953	1,29%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.416.207	0	0	9.957.426	3.097	2.829.306	9,85%	172.544	1,35%
1 kV < NT < 30 kV	1.478.529	0	0	0	13.812.825	9.014.715	31,39%	555.406	2,43%
NT ≤ 1 kV	753.994	0	0	0	0	13.204.614	45,98%	1.365.302	10,34%
Total	31.140.818	8.607.173	8.546.165	21.904.417	13.815.922	28.715.936	100,00%	2.424.881	

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	8.100.667	3.326.611	1.851.033	1.788.431	0	1.062.403	9,16%	72.189	0,90%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	1.600.976	0	1.479.526	2.866.080	0	520.078	4,48%	61.904	1,27%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	1.909.922	0	0	3.974.972	1.200	1.197.370	10,32%	66.938	1,29%
1 kV < NT < 30 kV	653.388	0	0	0	5.470.425	3.588.478	30,93%	223.968	2,47%
NT ≤ 1 kV	320.801	0	0	0	0	5.234.055	45,11%	558.371	10,67%
Total	12.585.754	3.326.611	3.330.559	8.629.483	5.471.624	11.602.384	100,00%	983.370	

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	76.422.575	30.864.801	16.736.876	16.239.976	0	11.736.790	10,96%	844.132	1,12%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	16.921.554	0	14.174.346	27.264.597	0	5.794.740	5,41%	552.671	1,17%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	18.612.712	0	0	37.589.693	11.021	11.338.364	10,59%	584.857	1,20%
1 kV < NT < 30 kV	4.815.158	0	0	0	52.621.061	30.686.903	28,65%	2.601.461	3,12%
NT ≤ 1 kV	1.129.601	0	0	0	0	47.544.915	44,39%	6.216.767	13,08%
Total	117.901.600	30.864.801	30.911.222	81.094.267	52.632.082	107.101.713	100,00%	10.799.887	

Fuente: CNMC