

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 2022

Expediente nº: INF/DE/140/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta de la Sala:

D. Angel Torres Torres

Consejeros:

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretaria

D^a. María Angeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 30 de noviembre de 2021

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente informe en Respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2022. Este informe se aprueba en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2.a), 5.3 y 7, de la Ley 3/2013 de creación de la CNMC.

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 4 de noviembre con entrega el 22 de noviembre de 2021.

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 2022, 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 julio, 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 2021 y 2022 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 2021 y 2022, 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 2020.

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 2021.

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 sobre las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre de 2021 y 2022

2.1. Previsiones sobre las variables de facturación para el cierre de 2021 y 2022

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2021 y 2022, 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 2022*”¹, 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 2021 y 2022, 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 2021 y 2022, 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 del presente informe se indica dónde puede consultarse dicha información correspondiente a los ejercicios 2015, 2016, 2017, 2018, 2019. A la fecha de elaboración de este informe aún no se dispone de la información completa del ejercicio 2020.

2.1.1. Previsión de cierre 2021

En el Por subsistemas, se prevé una recuperación de la demanda mayor en los subsistemas balear y peninsular, con incrementos del 8,1% y del 2,8%, respectivamente, seguido por el subsistema melillense con un incremento de la demanda del 1,0%. Por el contrario, la estimación de la demanda en b.c. de los sistemas canario y ceutí mostraría una contracción del -0,3% y del -2,6%, respectivamente.

¹ Disponible en <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/peajes-electricidad-2022>

Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2020, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre de 2020-septiembre 2021) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2021. Teniendo en cuenta la información disponible por la CNMC, se estima que en 2021 como consecuencia de la recuperación económica tras la crisis sanitaria la demanda en b.c. nacional alcanzará 257.004 GWh, un 2,8% superior a la demanda en b.c. registrada en 2020 (249.991 GWh) y un 0,3% superior a la demanda registrada en los últimos doce meses (256.337 GWh).

Por subsistemas, se prevé una recuperación de la demanda mayor en los subsistemas balear y peninsular, con incrementos del 8,1% y del 2,8%, respectivamente, seguido por el subsistema melillense con un incremento de la demanda del 1,0%. Por el contrario, la estimación de la demanda en b.c. de los sistemas canario y ceutí mostraría una contracción del -0,3% y del -2,6%, respectivamente.

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2020, 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 2021

Sistema	2020 (GWh)	Últimos doce meses (octubre 2020- septiembre 2021)			Previsión CNMC de cierre 2021		
		GWh	% variación respecto 2020	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2020	% variación respecto últimos doce meses
Peninsular	236.697	242.638	2,5%	1,9%	243.339	2,8%	0,3%
No peninsular	13.294	13.699	3,0%	-0,1%	13.665	2,8%	-0,2%
Baleares	4.942	5.407	9,4%	6,1%	5.341	8,1%	-1,2%
Canarias	7.946	7.890	-0,7%	-3,9%	7.920	-0,3%	0,4%
Ceuta	199	196	-1,4%	-3,1%	194	-2,6%	-1,3%
Melilla	208	206	-1,1%	-1,6%	210	1,0%	2,2%
Total Nacional	249.991	256.337	2,5%	1,8%	257.004	2,8%	0,3%

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 2021. Se estima que en 2021 el consumo aumentará respecto del registrado en 2020 en todos los subsistemas, con la excepción del sistema canario en el que se reducirá un 0,1% y el sistema ceutí en el que se mantendrá la demanda.

Adicionalmente, se prevé un incremento de la demanda de todos los grupos tarifarios con la excepción de la demanda asociada al consumo de PYMES conectadas en baja tensión (esto es, demanda de consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW) en los subsistemas canario y melillense y la demanda de los consumidores conectados en alta tensión del sistema canario. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2021 (232.259 GWh) aumenta un 3,3% respecto de la demanda registrada en 2020 (224.851 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 2020 y 2021.

Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2021 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Real 2020 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	99.153	3.575	4.642	117	132	107.619
2.0 A	35.351	898	1.554	61	75	37.938
2.0 A DHA	28.071	1.130	1.245	4	3	30.453
2.0 A DHS	105	17	33	0	0	155
2.1 A	2.773	113	180	5	7	3.078
2.1 A DHA	3.759	160	195	0	2	4.115
2.1 A DHS	17	2	6	-	-	25
3.0 A	29.077	1.256	1.430	48	45	31.855
Alta tensión	113.334	980	2.794	56	67	117.231
3.1 A (1-30 kV)	13.287	267	621	8	17	14.201
3.1 A (30-36 kV)	202	-	-	-	-	202
6.1 A	47.936	633	2.058	47	50	50.725
6.2	21.639	79	114	-	-	21.833
6.3	10.418	-	0	-	-	10.418
6.4 (1)	19.851	-	-	-	-	19.851
Total	212.487	4.555	7.436	173	199	224.851
	Previsión de cierre 2021 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	101.215	3.945	4.635	117	134	110.047
2.0 A	33.710	832	1.394	61	75	36.071
2.0 A DHA	30.068	1.491	1.369	4	6	32.938
2.0 A DHS	153	36	78	0	0	266
2.1 A	2.688	104	148	5	7	2.952
2.1 A DHA	3.934	176	211	0	2	4.323
2.1 A DHS	23	4	11	-	-	38
3.0 A	30.639	1.303	1.423	48	45	33.457
Alta tensión	118.317	982	2.791	56	67	122.213
3.1 A (1-30 kV)	13.762	267	623	8	18	14.679
3.1 A (30-36 kV)	211	-	-	-	-	211
6.1 A	50.065	632	2.053	47	50	52.847
6.2	22.595	83	114	-	-	22.792
6.3	10.895	-	0	-	-	10.895
6.4 (1)	20.789	-	0	-	-	20.789
Total	219.532	4.927	7.426	173	202	232.259
	% variación 2021 sobre 2020					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	2,1%	10,4%	-0,2%	0,0%	1,7%	2,3%
2.0 A	-4,6%	-7,3%	-10,3%	0,0%	-0,4%	-4,9%
2.0 A DHA	7,1%	31,9%	10,0%	0,1%	87,0%	8,2%
2.0 A DHS	45,0%	116,3%	133,7%	0,0%	32,4%	71,7%
2.1 A	-3,1%	-7,9%	-17,4%	0,0%	-1,8%	-4,1%
2.1 A DHA	4,7%	10,5%	8,1%	0,0%	9,3%	5,1%
2.1 A DHS	38,7%	92,5%	79,5%	-	-	53,2%
3.0 A	5,4%	3,7%	-0,4%	0,0%	-0,6%	5,0%
Alta tensión	4,4%	0,2%	-0,1%	0,0%	0,0%	4,2%
3.1 A (1-30 kV)	3,6%	-0,1%	0,4%	0,0%	2,5%	3,4%
3.1 A (30-36 kV)	4,0%	-	-	-	-	4,0%
6.1 A	4,4%	-0,2%	-0,2%	0,0%	-0,9%	4,2%
6.2	4,4%	5,2%	-0,2%	-	-	4,4%
6.3	4,6%	-	15,0%	-	-	4,6%
6.4 (1)	4,7%	-	-	-	-	4,7%
Total	3,3%	8,2%	-0,1%	0,0%	1,1%	3,3%

Fuente: CNMC y SINCRO

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

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 2021 para el total nacional. En línea con la última información disponible, se estima que la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (asociada, básicamente, a PYMES y Administraciones públicas) y alta tensión (asociada, fundamentalmente a la demanda industrial²) aumentará por encima de la media nacional, mientras que la demanda de los consumidores domésticos aumentará por debajo de la media nacional. Adicionalmente, se constata que durante el ejercicio 2021 ha continuado el movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW hacia peajes con discriminación horaria (DHA y DHS).

En coherencia con la evolución del consumo, se estima un aumento de las potencias contratadas por periodo horario en todos los peajes de alta tensión, mientras que se prevé una reducción moderada de la potencia de los consumidos domésticos y PYMES, como consecuencia del cambio de la estructura de peajes.

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 2022³ 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, tanto con la estructura del Real Decreto 1164/2001 como con la estructura de la Circular 3/2020.

² En el Boletín de Indicadores eléctricos se muestra la estructura de la demanda por sectores de actividad, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/isde01220>.

³

https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/02_RAP_DE_013_21%20Memoria%20de%20la%20Resolucion%20de%20peajes.pdf

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 2021. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2020						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2020						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	29.518.550	143.538	142.622	19.854	20.462				63.857	35.674	8.089				107.619
2.0 A	17.766.276	69.823	69.823						37.938						37.938
2.0 A DHA	10.125.536	44.615	44.615						14.809	15.644					30.453
2.0 A DHS	37.156	181	181						66	51	38				155
2.1 A	452.812	5.536	5.536						3.078						3.078
2.1 A DHA	341.086	4.178	4.178						1.704	2.411					4.115
2.1 A DHS	1.954	24	24						10	9	6				25
3.0 A	793.731	19.181	18.265	19.854	20.462				6.251	17.559	8.044				31.855
Alta tensión	114.084	26.652	24.614	26.004	27.651	20.692	22.027	31.555	11.498	17.256	11.763	9.966	11.830	54.917	117.231
3.1 A (1-30 kV)	88.033	5.848	5.444	6.181	7.259				2.887	5.676	5.638				14.201
3.1 A (30-36 kV)	1.334	87	80	92	115				41	84	78				202
6.1 A	20.483	11.455	10.721	10.890	11.116	11.214	11.769	18.131	4.766	6.092	3.253	5.201	6.112	25.301	50.725
6.2	2.945	4.167	3.883	4.026	4.114	4.137	4.411	5.929	1.784	2.460	1.270	2.102	2.476	11.741	21.833
6.3	477	1.703	1.558	1.638	1.669	1.738	1.867	2.399	761	1.046	564	940	1.151	5.957	10.418
6.4 (1)	811	3.392	2.928	3.177	3.377	3.602	3.980	5.096	1.259	1.899	960	1.724	2.091	11.919	19.851
Total	29.632.634	170.190	167.236	45.858	48.112	20.692	22.027	31.555	75.355	52.930	19.852	9.966	11.830	54.917	224.851

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2021						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2021						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	29.729.199	143.319	142.369	19.652	21.109				63.629	37.934	8.483				110.047
2.0 A	17.169.764	64.457	64.457						36.071						36.071
2.0 A DHA	10.905.141	49.736	49.736						15.990	16.948					32.938
2.0 A DHS	65.193	316	316						115	88	63				266
2.1 A	433.195	5.093	5.093						2.952						2.952
2.1 A DHA	358.391	4.393	4.393						1.812	2.511					4.323
2.1 A DHS	3.047	39	39						16	14	9				38
3.0 A	794.467	19.285	18.335	19.652	21.109				6.672	18.374	8.411				33.457
Alta tensión	113.815	27.519	25.564	26.882	28.977	21.756	22.723	32.293	11.580	17.437	12.026	10.178	13.215	57.778	122.213
3.1 A (1-30 kV)	87.636	5.697	5.299	5.919	7.544				2.947	5.889	5.842				14.679
3.1 A (30-36 kV)	1.362	87	80	92	115				43	88	80				211
6.1 A	20.502	11.731	11.013	11.185	11.404	11.506	11.953	18.395	4.746	6.058	3.262	5.329	6.759	26.693	52.847
6.2	2.992	4.376	4.117	4.270	4.328	4.353	4.521	6.080	1.772	2.426	1.283	2.128	2.913	12.269	22.792
6.3	511	2.015	1.862	1.963	1.991	2.069	2.163	2.700	750	1.039	545	934	1.292	6.337	10.895
6.4 (1)	812	3.611	3.193	3.453	3.594	3.828	4.085	5.117	1.322	1.937	1.014	1.788	2.251	12.479	20.789
Total	29.843.014	170.838	167.934	46.534	50.086	21.756	22.723	32.293	75.209	55.371	20.509	10.178	13.215	57.778	232.259

% variación 2021 sobre 2020

	Nº clientes	Potencia facturada	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	0,7%	-0,2%	-0,2%	-1,0%	3,2%				-0,4%	6,3%	4,9%				2,3%
2.0 A	-3,4%	-7,7%	-7,7%						-4,9%						-4,9%
2.0 A DHA	7,7%	11,5%	11,5%						8,0%	8,3%					8,2%
2.0 A DHS	75,5%	74,4%	74,4%						74,6%	72,2%	65,9%				71,7%
2.1 A	-4,3%	-8,0%	-8,0%						-4,1%						-4,1%
2.1 A DHA	5,1%	5,2%	5,2%						6,4%	4,1%					5,1%
2.1 A DHS	56,0%	59,4%	59,4%						54,9%	57,1%	44,6%				53,2%
3.0 A	0,1%	0,5%	0,4%	-1,0%	3,2%				6,7%	4,6%	4,6%				5,0%
Alta tensión	-0,2%	3,3%	3,9%	3,4%	4,8%	5,1%	3,2%	2,3%	0,7%	1,0%	2,2%	2,1%	11,7%	5,2%	4,2%
3.1 A (1-30 kV)	-0,5%	-2,6%	-2,7%	-4,2%	3,9%				2,1%	3,8%	3,6%				3,4%
3.1 A (30-36 kV)	2,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,3%				5,2%	4,7%	2,7%				4,0%
6.1 A	0,1%	2,4%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	1,6%	1,5%	-0,4%	-0,6%	0,3%	2,5%	10,6%	5,5%	4,2%
6.2	1,6%	5,0%	6,0%	6,1%	5,2%	5,2%	2,5%	2,6%	-0,7%	-1,4%	1,0%	1,2%	17,7%	4,5%	4,4%
6.3	7,2%	18,4%	19,5%	19,8%	19,3%	19,1%	15,9%	12,6%	-1,5%	-0,6%	-3,5%	-0,7%	12,2%	6,4%	4,6%
6.4 (1)	0,2%	6,5%	9,1%	8,7%	6,4%	6,3%	2,6%	0,4%	5,0%	2,0%	5,6%	3,7%	7,6%	4,7%	4,7%
Total	0,7%	0,4%	0,4%	1,5%	4,1%	5,1%	3,2%	2,3%	-0,2%	4,6%	3,3%	2,1%	11,7%	5,2%	3,3%

Fuente: CNMC y SINCRO

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

En el Cuadro 4 se presentan las previsiones de las variables de facturación para el ejercicio 2021 con la estructura de peajes de la Circular 3/2020.

Cuadro 4. Previsión del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2021 según la estructura de la Circular 3/2020.

Peaje T&D	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2021						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 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	29.729.199	142.727	141.632	147.618	18.935	18.911	18.914	20.953	25.385	24.659	40.093	4.717	1.739	13.453	110.047
2.0 TD	28.934.732	124.212	124.028	128.703					21.012	19.878	35.699				76.590
3.0 TD	794.138	18.512	17.602	18.913	18.932	18.909	18.911	20.951	4.371	4.779	4.392	4.715	1.737	13.449	33.443
3.0 TDVE	330	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	13
Alta tensión	113.815	29.351	28.154	29.484	30.024	30.243	31.088	39.686	11.977	14.800	13.393	15.503	6.773	59.767	122.213
6.1 TD	108.149	19.602	18.902	19.758	19.965	20.005	20.339	25.758	7.277	8.671	7.936	9.080	3.829	30.709	67.502
6.1 TDVE	10	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	5	4	7	25
6.2 TD	4.333	4.349	4.195	4.376	4.464	4.374	4.550	6.117	2.227	2.819	2.492	2.842	1.228	11.394	23.002
6.3 TD	511	1.939	1.862	1.936	1.966	1.993	2.071	2.609	920	1.187	1.089	1.290	575	5.835	10.895
6.4 TD	812	3.460	3.193	3.413	3.628	3.871	4.127	5.201	1.551	2.120	1.874	2.286	1.136	11.822	20.789
Total	29.843.014	172.078	169.786	177.102	48.959	49.155	50.001	60.640	37.362	39.459	53.486	20.219	8.513	73.220	232.259

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 5 se muestran las previsiones para el ejercicio 2021 de los clientes acogidos a autoconsumo. Estas previsiones se han elaborado teniendo en cuenta las previsiones proporcionadas por las empresas.

Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2021

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	60.458	647.391	551.752	222.364	28,7%	54.109
2.0 TD	56.886	413.264	271.089	78.923	22,5%	36.962
3.0 TD	3.572	234.127	280.664	143.441	33,8%	17.147
Alta tensión	1.688	1.219.292	5.011.550	3.192.189	38,9%	330.463
6.1 TD	1.583	889.281	3.958.582	2.453.388	38,3%	303.661
6.2 TD	92	146.948	490.263	487.759	49,9%	26.395
6.3 TD	11	127.678	263.994	190.602	41,9%	406
6.4 TD	2	55.384	298.711	60.439	16,8%	-
Total	62.146	1.866.683	5.563.302	3.414.552	38,0%	384.572

Fuente: CNMC

2.1.2. Previsión 2022

En el Cuadro 6 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2022 desagregada por subsistema. Se estima que la demanda en b.c. del sistema nacional alcanzará 261.551 GWh, un 1,8% superior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2021, con aumentos en todos los subsistemas.

Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2022

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2021			Previsión CNMC 2022	
	GWh	% variación respecto 2020	% variación respecto últimos doce meses	GWh	% variación 22 sobre 21
Peninsular	243.339	2,8%	0,3%	247.559	1,7%
No peninsular	13.665	2,8%	-0,2%	13.992	2,4%
Baleares	5.341	8,1%	-1,2%	5.516	3,3%
Canarias	7.920	-0,3%	0,4%	8.069	1,9%
Ceuta	194	-2,6%	-1,3%	195	0,5%
Melilla	210	1,0%	2,2%	212	0,9%
Total Nacional	257.004	2,8%	0,3%	261.551	1,8%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 7 se muestra la previsión para 2022 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 2022 para el sistema nacional.

En 2022 se espera un incremento inferior de la demanda al previsto para el cierre de 2021, en línea con las previsiones del Operador del Sistema y de las empresas, así como con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes.

Continuando con la tendencia prevista para el cierre del ejercicio 2021, se estima que en 2022 la demanda asociada a la industria aumentará por encima de la media y la asociada al consumo de la pequeña y mediana empresa en línea con la media, mientras que la demanda asociada al consumo doméstico aumentará en menor medida.

Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para 2022 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Previsión de cierre 2021 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja Tensión	101.215	3.945	4.635	117	134	110.047
2.0 TD	70.576	2.643	3.212	70	90	76.590
3.0 TD	30.625	1.303	1.423	48	45	33.443
3.0 TDVE	13	0	-	-	-	13
Alta tensión	118.317	982	2.791	56	67	122.213
6.1 TD	63.803	899	2.677	56	67	67.502
6.1 TDVE	25	-	-	-	-	25
6.2 TD	22.805	83	114	-	-	23.002
6.3 TD	10.895	-	0	-	-	10.895
6.4 TD	20.789	-	0	-	-	20.789
Total	219.532	4.927	7.426	173	202	232.259

	Previsión 2022 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja Tensión	102.518	4.065	4.718	112	136	111.549
2.0 TD	71.259	2.746	3.259	66	92	77.422
3.0 TD	31.132	1.319	1.459	46	45	34.000
3.0 TDVE	127	0	-	-	-	127
Alta tensión	120.820	1.024	2.847	62	67	124.821
6.1 TD	64.703	940	2.732	62	67	68.504
6.1 TDVE	64	-	-	-	-	64
6.2 TD	23.299	84	115	-	-	23.498
6.3 TD	11.185	-	0	-	-	11.185
6.4 TD	21.569	-	0	-	-	21.570
Total	223.339	5.089	7.565	174	203	236.370

	% variación 2022 sobre 2021					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja Tensión	1,3%	3,0%	1,8%	-4,5%	1,4%	1,4%
2.0 TD	1,0%	3,9%	1,5%	-5,1%	2,2%	1,1%
3.0 TD	1,7%	1,2%	2,5%	-3,6%	-0,2%	1,7%
3.0 TDVE	846,6%	100,0%	-	-	-	846,5%
Alta tensión	2,1%	4,3%	2,0%	11,0%	-0,2%	2,1%
6.1 TD	1,4%	4,6%	2,1%	11,0%	-0,2%	1,5%
6.1 TDVE	163,0%	-	-	-	-	163,0%
6.2 TD	2,2%	1,0%	1,0%	-	-	2,2%
6.3 TD	2,7%	-	3,0%	-	-	2,7%
6.4 TD	3,8%	-	7,0%	-	-	3,8%
Total	1,7%	3,3%	1,9%	0,5%	0,9%	1,8%

Fuente: CNMC

Cuadro 8. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para 2022. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja Tensión	29.729.199	142.727	141.632	147.618	18.935	18.911	18.914	20.953	25.385	24.659	40.093	4.717	1.739	13.453	110.047
2.0 TD	28.934.732	124.212	124.028	128.703					21.012	19.878	35.699				76.590
3.0 TD	794.138	18.512	17.602	18.913	18.932	18.909	18.911	20.951	4.371	4.779	4.392	4.715	1.737	13.449	33.443
3.0 TDVE	330	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	13
Alta tensión	113.815	29.351	28.154	29.484	30.024	30.243	31.088	39.686	11.977	14.800	13.393	15.503	6.773	59.767	122.213
6.1 TD	108.149	19.602	18.902	19.758	19.965	20.005	20.339	25.758	7.277	8.671	7.936	9.080	3.829	30.709	67.502
6.1 TDVE	10	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	5	4	7	25
6.2 TD	4.333	4.349	4.195	4.376	4.464	4.374	4.550	6.117	2.227	2.819	2.492	2.842	1.228	11.394	23.002
6.3 TD	511	1.939	1.862	1.936	1.966	1.993	2.071	2.609	920	1.187	1.089	1.290	575	5.835	10.895
6.4 TD	812	3.460	3.193	3.413	3.628	3.871	4.127	5.201	1.551	2.120	1.874	2.286	1.136	11.822	20.789
Total	29.843.014	172.078	169.786	177.102	48.959	49.155	50.001	60.640	37.362	39.459	53.486	20.219	8.513	73.220	232.259

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2022						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2022						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja Tensión	29.947.759	143.936	142.837	148.843	19.039	19.017	19.019	21.062	25.655	24.990	40.598	4.813	1.780	13.713	111.549
2.0 TD	29.149.572	125.319	125.134	129.823					21.197	20.113	36.112				77.422
3.0 TD	794.639	18.577	17.664	18.979	18.998	18.975	18.978	21.020	4.440	4.859	4.467	4.794	1.767	13.673	34.000
3.0 TDVE	3.548	40	39	41	41	41	41	42	18	19	18	19	13	40	127
Alta tensión	114.948	29.606	28.394	29.724	30.295	30.519	31.431	40.173	12.219	15.100	13.665	15.826	6.917	61.095	124.821
6.1 TD	108.897	19.782	19.076	19.937	20.148	20.190	20.530	26.020	7.388	8.800	8.054	9.218	3.884	31.161	68.504
6.1 TDVE	340	15	14	15	15	15	15	19	9	9	9	11	10	17	64
6.2 TD	4.371	4.353	4.197	4.376	4.474	4.382	4.592	6.179	2.269	2.872	2.540	2.901	1.255	11.662	23.498
6.3 TD	508	1.993	1.913	1.989	2.021	2.046	2.132	2.692	944	1.218	1.117	1.324	591	5.990	11.185
6.4 TD	832	3.464	3.194	3.408	3.638	3.886	4.162	5.263	1.610	2.200	1.945	2.373	1.178	12.264	21.570
Total	30.062.707	173.542	171.231	178.567	49.334	49.536	50.450	61.235	37.874	40.090	54.263	20.639	8.697	74.808	236.370

% variación 2022 sobre 2021

	Nº clientes	Potencia facturada	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja Tensión	0,7%	0,8%	0,9%	0,8%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	1,1%	1,3%	1,3%	2,0%	2,3%	1,9%	1,4%
2.0 TD	0,7%	0,9%	0,9%	0,9%					0,9%	1,2%	1,2%				1,1%
3.0 TD	0,1%	0,3%	0,4%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,3%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
3.0 TDVE	976,3%	1678,1%	1702,7%	1653,7%	1670,1%	1671,6%	1673,2%	1711,0%	1033,8%	963,3%	765,4%	1043,9%	547,9%	837,6%	846,5%
Alta tensión	1,0%	0,9%	0,9%	0,8%	0,9%	0,9%	1,1%	1,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%	2,2%	2,1%
6.1 TD	0,7%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	1,0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,5%	1,5%
6.1 TDVE	3369,7%	1001,6%	968,5%	1007,9%	1018,3%	1022,1%	1033,3%	1321,4%	191,7%	227,8%	209,2%	134,7%	123,6%	148,5%	163,0%
6.2 TD	0,9%	0,1%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,9%	1,0%	1,9%	1,9%	1,9%	2,1%	2,2%	2,4%	2,2%
6.3 TD	-0,7%	2,8%	2,7%	2,7%	2,8%	2,7%	2,9%	3,2%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
6.4 TD	2,5%	0,1%	0,0%	-0,1%	0,3%	0,4%	0,9%	1,2%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,8%
Total	0,7%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,9%	1,0%	1,4%	1,6%	1,5%	2,1%	2,2%	2,2%	1,8%

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 9 se muestran las previsiones para el ejercicio 2022 de los clientes acogidos a autoconsumo. Estas previsiones se han elaborado teniendo en cuenta las previsiones proporcionadas por las empresas.

Cuadro 9. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para 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	212.649	1.793.724	1.717.346	791.227	31,5%	218.298
2.0 TD	203.105	1.382.364	1.010.175	354.292	26,0%	164.381
3.0 TD	9.544	411.360	707.171	436.935	38,2%	53.917
Alta tensión	3.050	1.474.883	7.192.641	5.749.946	44,4%	469.132
6.1 TD	2.868	1.090.393	5.467.263	4.576.104	45,6%	436.315
6.2 TD	149	201.299	714.776	607.186	45,9%	32.219
6.3 TD	30	124.507	710.556	503.223	41,5%	598
6.4 TD	2	58.684	300.046	63.433	17,5%	-
Total	215.699	3.268.607	8.909.987	6.541.174	42,3%	687.430

Fuente: CNMC

2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2021 y 2022

A continuación, se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2021 y 2022 para el total nacional. En concreto para el cierre del año 2021 se ha conformado mediante la agregación de las siguientes partidas:

1. Los ingresos de los peajes de acceso que resultan de aplicar la Orden TED/1271/2020 al consumo registrado entre 1 de enero y 31 de mayo de 2021, se corresponde con la facturación declarada por las empresas en la Liquidación 8/2021⁴.
2. Los ingresos que resultan de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de la Resolución de 18 de marzo de 2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las variables de facturación previstas para el cierre de 2021 (en adelante, Resolución de 18 de marzo) prorrateadas por siete doceavos, esto es, por el tiempo durante el que se han aplicado dichos peajes.
3. Los ingresos que resultan de la aplicación de los cargos de la Orden TED/371/2021 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2021 prorrateados por el número de días correspondientes al período que va del 1 de junio al 15 de septiembre.
4. Los ingresos que resultan de la aplicación de los cargos del Real Decreto-ley 17/2021 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2021

⁴ Se incluye únicamente la facturación por el término de potencia y el término de energía de los consumidores nacionales, ya que para el resto de conceptos incluidos en los peajes de acceso se realiza una previsión en términos anuales.

prorratedos por el número de días correspondientes al período que va del 16 de septiembre al 31 de diciembre.

Por otra parte, se han estimado los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 para el cierre del ejercicio 2021 y 2022.

Finalmente, se ha tenido en cuenta el impacto de la eliminación del peaje 6.1 B (16 M€) y el impacto las medidas de flexibilización de los contratos establecidas en el artículo 42 del Real Decreto-ley 11/2020 (172 M€).

En el Anexo I del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2021 y 2022 desagregados por subsistema, de acuerdo a 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 2021

La facturación por el término de potencia y de energía de los consumos registrados entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2021 a los precios de la Orden TED/1271/2020, según la información declarada por las empresas distribuidoras en la liquidación provisional 8/2020, asciende a 5.263 M€. La facturación que resulta de aplicar los peajes de transporte y distribución de la Resolución de 18 de marzo de 2021 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2021 prorratedas por siete doceavos asciende a 4.071 M€. La facturación que resulta de aplicar los cargos de la Orden TED/371/2021 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2021 prorratedos por el número de días correspondientes al período que va del 1 de junio al 15 de septiembre asciende a 1.875 M€. Finalmente, la facturación que resulta de aplicar los cargos del Real Decreto-ley 17/2021 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2021 prorratedos por el número de días correspondientes al período que va del 16 de septiembre al 31 de diciembre asciende a 73 M€. La previsión de ingresos para el cierre del año 2021 asciende a un total de 11.283 M€.

Cuadro 10. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2021

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peajes de acceso (ene-may 2021) Orden TED 1271/2020	Facturación peajes T&D (jun-dic 2021) RSL 18 marzo 2021	Facturación cargos (1 jun - 15 sep 2021) Orden TED/371/2021	Facturación cargos (15 sep - 31 dic 2021) RDL 17/2021	Facturación TOTAL (miles €)
Baja Tensión	110.047	3.998.681	2.802.606	1.442.185	56.376	8.299.848
2.0 TD	76.590	3.216.126	2.359.793	1.103.648	43.144	6.722.712
3.0 TD	33.443	782.554	442.602	338.367	13.225	1.576.749
3.0 TDVE	13		211	170	7	387
Alta Tensión	122.213	1.264.333	1.268.568	433.102	16.930	2.982.933
6.1 TD	67.502	983.604	967.833	351.354	13.733	2.316.524
6.1 TDVE	25		727	244	10	980
6.2 TD	23.002	146.359	156.770	50.011	1.955	355.095
6.3 TD	10.895	57.168	55.672	17.859	699	131.399
6.4 TD	20.789	77.202	87.565	13.633	534	178.935
Total	232.259	5.263.014	4.071.174	1.875.287	73.306	11.282.781

Fuente: CNMC, Orden TED/1271/2020, RSL de 18 de marzo de 2021, Orden TED/371/2021 y Real Decreto-ley 17/2021.

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva⁵ (100,5 M€), los ingresos por excesos de potencia⁶ (151,1 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 9,5 M€, véase punto 3.3 del presente informe), los ingresos por fraude⁷ (2,3 M€), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (5,7 M€)⁸, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (1,5 M€)⁹ y las rentas de gestión de congestión (81,1 M€)¹⁰. Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2021, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 11.634,5 M€ (véase Cuadro 11).

⁵ La facturación por energía reactiva se corresponde con la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (agosto 2020-julio 2021).

⁶ La facturación por excesos de potencia se corresponde con la facturación por excesos de potencia registrada en los últimos doce meses (agosto 2020-julio 2021).

⁷ Como mejor previsión de los ingresos por fraude se han tomado los ingresos registrados por este concepto en los últimos doce meses (agosto 2020-julio 2021).

⁸ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-julio de 2021, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo agosto-diciembre de 2021 que resulta de aplicar los precios de la Orden TED/1271/2020 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 2020.

⁹ Como mejor previsión de los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO se han tomado los ingresos registrados en el periodo comprendido entre julio de 2020 y junio de 2021, 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 2021 se corresponden con los ingresos registrados en los últimos doce meses (julio 2020-junio 2021).

Cuadro 11. Ingresos totales de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2021

	Previsión de ingresos por peajes de acceso (miles €)
<i>Ingresos por peajes y cargos de consumidores</i>	11.534.372
Facturación de peajes acceso (ene-may 2021)	5.263.014
Facturación de peajes T&D (jun-dic 2021)	4.071.174
Facturación cargos (jun-dic 2021)	1.948.593
Facturación energía reactiva	100.514
Facturación excesos de potencia	151.077
<i>Ingresos de conexiones internacionales</i>	88.349
Ingresos por exportaciones	5.725
Ingresos acuerdo ETSO	1.545
Rentas de gestión de restricciones	81.079
<i>Ingresos de clientes en régimen transitorio</i>	9.489
<i>Ingresos por fraude</i>	2.307
<i>Total ingresos de acceso</i>	11.634.517

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

Por otra parte, se estiman en 3.728 M€ los ingresos procedentes de la aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, 1.728 M€ se corresponden con la recaudación derivada de los tributos y cánones y 2.000¹¹ M€ se corresponden con los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. En la estimación de los ingresos procedentes de la Ley 15/2021 se ha tenido en cuenta el impacto de los Reales Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio y 17/2021, de 14 de septiembre, por los que se suspende la aplicación del impuesto sobre la producción durante el tercer y cuarto trimestre, respectivamente.

¹¹ La Disposición final primera del RD-ley 17/2021 prevé para el ejercicio 2021 la ampliación del crédito por derechos de emisión hasta 2.000 M€.

Cuadro 12. Ingresos externos a peajes previstos por la CNMC para el cierre de 2021

	Previsión CNMC 2021
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	1.728.436
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción</i>	802.367
<i>Impuesto nuclear</i>	290.591
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	8.627
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	414.510
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	186.166
<i>Impuesto carbón</i>	26.175
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO₂	2.000.000
TOTAL	3.728.436

Fuente: CNMC y Real Decreto-ley 17/2021

En relación con los ingresos procedentes de la Ley 15/2021 se indica que teniendo en cuenta la Sentencia del Tribunal Supremo 850/2021 de 14 de junio¹², por un criterio de prudencia tarifaria, en la previsión de ingresos no se ha considerado el canon hidráulico.

Adicionalmente, conforme a la Ley 11/2020, de 30 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2021, el MITERD ha transferido a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia crédito por importe de 16.401 miles de euros para hacer frente a la supresión del peaje 6.1 B¹³.

Finalmente, se han incluido 172 M€ destinados a la compensación de la reducción de ingresos en el sistema eléctrico motivado por las medidas de flexibilización de los contratos establecidas en el artículo 42 del Real Decreto-ley 11/2020.

¹² La STS 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.

¹³ Importe registrado en la Liquidación 8/2021. Para mayor información véase <https://www.cnmc.es/expedientes/infde07021>

En el Cuadro 13 se presentan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema registrados en 2020 y los previstos para el cierre del ejercicio 2021 por la CNMC.

Cuadro 13. Ingresos totales registrados en 2020 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2021

Ingresos de regulados (miles €)	Real 2020 (A)	Previsión cierre 2021 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes de acceso (A)	13.073.730	11.634.517	- 1.439.213	-11,0%
Ingresos por peajes de consumidores	12.980.513	11.534.372	- 1.446.141	-11,1%
Peajes de generadores	9.534	n.a.		
Ingresos de conexiones internacionales	68.533	88.349	19.816	28,9%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	10.616	9.489	- 1.127	-10,6%
Ingresos por fraude	4.534	2.307	- 2.227	-49,1%
Ingresos externos a peajes (B)	2.642.550	3.502.327	859.776	32,5%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	1.668.490	1.313.926	- 354.564	-21,3%
Ingresos subastas CO2	929.316	2.000.000	1.070.684	115,2%
Compensación eliminación peaje 6.1 B	44.745	16.401	- 28.344	-63,3%
Impacto artículo 42 del RDL 11/2020		172.000	172.000	n.a.
Total ingresos regulados (A) + (B)	15.716.280	15.136.843	- 579.437	-3,7%

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

Se observa que los ingresos regulados previstos para el ejercicio resultan un 3,7% (-579,4 M€) inferiores a los registrados en 2020, debido principalmente a que los ingresos por peajes de acceso (peajes y cargos) han resultado un 11% inferiores (-1.439 M€), motivado fundamentalmente por la reducción de los cargos del sistema eléctrico consignada en el Real Decreto-Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, aplicable desde el día 16 de septiembre hasta el 31 de diciembre de 2021, compensado, parcialmente, por la ampliación del crédito por derechos de emisión hasta 2.000 M€, así como por la cuantía de 172 M€ destinada a compensar al sistema eléctrico por la implementación de las medidas de flexibilización contenidas en el artículo 42 del Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19.

2.2.2. Previsión 2022

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 2022 (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 2022. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 14 se muestra los ingresos previstos para el ejercicio 2022 que resultan de añadir a los ingresos por facturación de peajes de transporte y distribución de la propuesta de Resolución 2022, los ingresos por facturación de cargos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2022 (ver Cuadro 8) los cargos establecidos en la Orden TED/371/2021, de 19 de abril.

Los ingresos resultantes para 2022 ascienden a 13.178 M€, importe que supera en 1.895 M€ (16,8%) a los previstos para el cierre del ejercicio 2021 (11.283 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 17/2021¹⁴.

Cuadro 14. Ingresos de acceso resultantes de facturar a las variables de facturación previstas para el cierre de 2021 y 2022 a los peajes establecidos en la Resolución de 18 de marzo de 2021 y los cargos de la Orden TED/371/2021.

Grupo tarifario	Previsión cierre 2021		Previsión 2022				Diferencia (D) - (A)
	Consumo (GWh)	Ingresos por peajes de acceso, peajes T&D y cargos (miles €) (A)	Consumo (GWh)	Ingresos peajes T&D a precios propuesta de Resolución 2022 (miles €) (B)	Ingresos cargos a precios de la Orden TED/371/2021 (miles €) (C)	Ingresos por peajes T&D y cargos (miles €) (D) = (B) + (C)	
Baja Tensión	110.047	8.299.848	111.549	4.744.830	4.998.352	9.743.182	1.443.334
2.0 TD	76.590	6.722.712	77.422	3.997.980	3.819.137	7.817.117	1.094.405
3.0 TD	33.443	1.576.749	34.000	743.029	1.173.258	1.916.287	339.539
3.0 TDVE	13	387	127	3.821	5.956	9.777	9.390
Alta Tensión	122.213	2.982.933	124.821	1.927.890	1.506.583	3.434.473	451.540
6.1 TD	67.502	2.316.524	68.504	1.472.310	1.219.808	2.692.118	375.593
6.1 TDVE	25	980	64	3.315	2.418	5.733	4.753
6.2 TD	23.002	355.095	23.498	241.266	173.706	414.972	59.877
6.3 TD	10.895	131.399	11.185	83.697	62.886	146.583	15.185
6.4 TD	20.789	178.935	21.570	127.302	47.766	175.068	-3.868
Total	232.259	11.282.781	236.370	6.672.720	6.504.935	13.177.655	1.894.874

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de 2021 y Orden TED/371/2021.

¹⁴ La disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 17/2021 establece una reducción de los cargos del 96% para el periodo comprendido desde la entrada en vigor del mismo y hasta 31 de diciembre de 2021.

Dichas previsiones no incluyen los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva (98,1 M€), los ingresos por excesos de potencia (151,1 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 3.3 del presente informe) (9,5 M€), los ingresos por fraude (2,3 M€), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (5,7 M€), ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (1,5 M€) ni las rentas de gestión de congestión¹⁵ (81,1 M€).

Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2022, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.526,9 M€, superiores en 1.892,4 M€ (+16,3%) a los previstos para el cierre de 2021 (11.634,5 M€) (véase Cuadro 15).

Cuadro 15. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2021 y 2022, a los peajes establecidos en la Resolución de 18 de marzo de 2021 y los cargos de la Orden TED/371/2021.

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2021 (A)	Previsión 2022 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes y cargos de consumidores	11.534.372	13.426.791	1.892.419	16,4%
Facturación de peajes y cargos	11.282.781	13.177.655	1.894.874	16,8%
Facturación energía reactiva	100.514	98.059	- 2.455	-2,4%
Facturación excesos de potencia	151.077	151.077	-	0,0%
Ingresos de conexiones internacionales	88.349	88.349	-	0,0%
Ingresos por exportaciones	5.725	5.725	-	0,0%
Ingresos acuerdo ETSO	1.545	1.545	-	0,0%
Rentas de gestión de restricciones	81.079	81.079	-	0,0%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	9.489	9.489	-	0,0%
Ingresos por fraude	2.307	2.307	-	0,0%
Total ingresos de acceso	11.634.517	13.526.936	1.892.419	16,3%

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de 2021 y Orden TED/371/2021.

Finalmente, en 2022 se estiman en 4.900 M€ los ingresos externos a los peajes de acceso, importe 1.172 M€ superior al previsto para el cierre del ejercicio 2021. En la previsión no se han incluido los ingresos procedentes del canon hidráulico, por las razones antes expuestas (véase Cuadro 16). El incremento de la recaudación del impuesto sobre la producción de 1.933 M€ consecuencia de la finalización de la suspensión temporal de dicho impuesto que ha estado vigente durante los dos últimos trimestres del año 2021 se ve compensado parcialmente por la reducción de 900 M€ del crédito por derechos de emisión y explican, en gran medida, el incremento de 1.172 M€ de ingresos externos a peajes respecto a los previstos al cierre del año 2021.

¹⁵ Las facturaciones por energía reactiva y por excesos de potencia, 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 2022 son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre previsto de 2021.

Cuadro 16. Ingresos externos a peajes previstos para el cierre de 2021 y 2022

	Previsión cierre 2021 (A)	Previsión inicial 2022 (B)	Diferencia (B) - (A)
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	1.728.436	3.799.941	2.071.506
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción</i>	802.367	2.735.266	1.932.899
<i>Impuesto nuclear</i>	290.591	290.591	-
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	8.627	8.627	-
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	414.510	565.646	151.136
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	186.166	186.749	583
<i>Impuesto carbón</i>	26.175	13.062	- 13.113
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	2.000.000	1.100.000	- 900.000
TOTAL	3.728.436	4.899.941	1.171.506
TOTAL sin canon hidraulico	3.313.926	4.334.295	1.020.369

Fuente: CNMC, Orden TEC/1258/2019, Real Decreto-ley 12/2021, Real Decreto-ley 17/2021 y proyecto de Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2022.

2.3. Previsión de costes regulados

A la fecha de elaboración del presente informe, por una parte, están pendiente de ejecución diversas sentencias del Tribunal Supremo y de la Audiencia Nacional y, por otra parte, se encuentran en trámite de audiencia sendas propuestas de órdenes por las que se establece la retribución definitiva de las actividades del transporte y la distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019, una vez resuelto el procedimiento de lesividad. Asimismo, una vez se establezca la retribución del transporte y la distribución de dichos ejercicios, se procederá por parte de la CNMC a someter a consulta pública la retribución de ambas actividades correspondientes a los ejercicios 2020 y 2021.

Teniendo en cuenta que lo anterior podría tener impacto tanto en la retribución de 2021 como en la de 2022, a continuación se presenta la mejor estimación de costes para el cierre de ambos ejercicios, sin tener en cuenta el impacto de las sentencias y de la actualización de la retribución del transporte y la distribución

de ejercicios anteriores. En el epígrafe 2.3.4 se presentan varios escenarios, dependiendo del momento en que se ejecuten las sentencias y 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 del ejercicio 2020

En el Cuadro 17 se muestra el resultado de la Liquidación definitiva del ejercicio 2020 tomando como punto de partida el resultado de la Liquidación 14/2020¹⁶. En la liquidación definitiva 2020 se han incluido las siguientes partidas:

- Se ha imputado en la liquidación de cierre del ejercicio 2020 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 2020 asciende a 534.383.234 euros, lo que supone un decremento del coste de 30.149.627 euros con respecto a la última liquidación provisional 14/2020. La variación se explica, fundamentalmente, por la reducción de los costes variables derivados de la aplicación de los nuevos valores establecidos en las Resoluciones de 26 de octubre de 2020 y 25 de febrero y 16 de junio de 2021, de la DGPEM, sobre precios definitivos del combustible hulla, fuel oil, diésel oil y gasóleo y del gas natural correspondientes al ejercicio 2020.
- La retribución específica de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos se ha incrementado en 11.104.292 euros.
- Conforme disposición transitoria tercera de la orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020 y a la Resolución de 9 de septiembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se validan los costes del Operador del Mercado de 2019¹⁷ se ha incluido un ajuste de -1.078.318 euros, resultado de la diferencia

¹⁶ Para más información véase el *Informe de seguimiento de la Liquidación provisional 14/2020. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*, disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3533889_14.pdf

¹⁷ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3731628_1.pdf

entre el importe sujeto a acreditación documental de 2.744.000 euros y los costes validados¹⁸.

- Conforme a la Resolución de 21 de julio de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los umbrales para los incentivos a la retribución del Operador del Sistema Eléctrico en el periodo regulatorio 2020-2022 y los valores definitivos de los incentivos para el año 2020, se incluye un ajuste de +1.330.894,29 euros.
- Ingresos procedentes de la Ley 15/2012 correspondientes al ejercicio 2020. En particular, en la liquidación definitiva del ejercicio 2020 se han ingresado 128,6 M€ por aplicación de la Ley 15/2012 que se corresponden con el canon por utilización de aguas continentales.

Cuadro 17. Resultado de la Liquidación definitiva de 2020

Resultado Liquidación 14/2020 (miles €) (A)	- 37.778
Ajustes costes (-)/ ingresos (+) del ejercicio (miles €) (B)	24.923
Retribución adicional SNP	30.150
Retribución RECORE	- 11.104
Peninsular	- 11.039
No peninsular	- 66
Operador del sistema	1.331
Operador del mercado	1.078
Otros costes e ingresos del ejercicio	3.468
Ingresos Ley 15/2012 (miles) (C)	128.560
Canon hidráulico	128.560
Desajuste Liquidación de cierre 2020 (miles €) (D) = (A) + (B) + (C)	115.704

Fuente: CNMC

2.3.2. Previsión de cierre 2021

En el Cuadro 18 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para 2021, según información de la Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Orden TED/1271/2020 y de la Orden TED/371/2021 y 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 4,4% (723 M€) inferiores respecto de los previstos en la Orden TED/1271/2020, en la Resolución de la CNMC de 18 de marzo y en la Orden TED/371/2021, motivado

¹⁸ Véase Expediente INF/DE/009/21 (<https://www.cnmc.es/index.php/expedientes/infde00921>)

fundamentalmente por menor retribución específica de los sistemas peninsulares (-330 M€), la menor retribución específica y adicional de los sistemas no peninsulares (-320,8 M€) y la menor anualidad para la recuperación del déficit (-68,7 M€) respecto de las inicialmente previstas para el ejercicio.

Asimismo, se estima que el total de costes regulados previstos para 2021, resultado de considerar, además de los costes de acceso, el saldo de los pagos por capacidad y otros costes regulados, serán un 6,5% (-1.064,4 M€) inferiores a los previstos inicialmente previstos en la Orden TED/1271/2020, en la Resolución de la CNMC de 18 de marzo y en la Orden TED/371/2021, debido principalmente a la incorporación del saldo de los pagos por capacidad (-218,9 M€) y a la aplicación del superávit de la liquidación definitiva del año 2020 (-115,7 M€).

Cuadro 18. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2021 y los costes previstos según la Orden TED/1271/2020.

Costes e ingresos del sistema (miles €)	Resoluciones CNMC T&D, Orden TED/1271/2020 y Orden TED/371/2021 [1]	Previsión Liquidación 14/2021 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.709.998	1.709.998	-	0,0%
Coste Distribución	5.227.966	5.227.966	-	0,0%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	6.175.041	5.845.000	- 330.041	-5,3%
Retribución sistemas no peninsulares (SNP)	760.470	439.648	- 320.822	-42,2%
Retribución adicional	n.d.	365.928		
Retribución específica	n.d.	73.720		
Servicio de interrumpibilidad	8.325	7.422	- 903	-10,8%
Tasa CNMC	19.608	17.319	- 2.289	-11,7%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	131	115	- 16	-11,9%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.440.562	2.371.837	- 68.726	-2,8%
Costes de acceso (A)	16.342.101	15.619.305	- 722.797	-4,4%
Déficit (+)/ Superávit (-) Pagos por Capacidad (B)	-	- 218.818	- 218.818	
Ingresos Pagos por capacidad (1)	98.947	318.274	219.327	221,7%
Coste Pagos por Capacidad	98.947	99.456	509	0,5%
Incentivo a la inversión	98.947	99.456	509	0,5%
Incentivo a la disponibilidad	-	-	-	
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	144.000	21.162	- 137.951	-85,3%
Liquidación definitiva SNP 2016		15.113		
Liquidación definitiva SNP 2017	144.000	121.753	- 22.247	-15,4%
Aplicación del superávit de liquidaciones	-	- 115.704	- 115.704	
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	16.486.101	15.421.648	- 1.064.453	-6,5%

Fuentes: CNMC, Orden TED/1271/2020, Resolución de 18 de marzo de 2021 y Orden TED/371/2021.

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 18 de marzo de 2021, de la Orden TED/1271/2020 y de la Orden TED/371/2021.

- *Retribución del transporte y la distribución*

Si bien no se registra ninguna diferencia entre la retribución inicialmente prevista para el ejercicio y la de cierre, cabe señalar que, a la fecha de elaboración del presente informe se encuentran en trámite de audiencia las propuestas de órdenes por las que se establecen las retribuciones definitivas del transporte y la distribución correspondiente a los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019¹⁹ lo que podría tener impacto sobre el cierre del ejercicio 2021 (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 2021 se estima en 5.845 M€, importe 330 M€ inferior al inicialmente previsto, motivado por la suspensión del impuesto sobre la producción de energía eléctrica durante el segundo semestre del ejercicio.

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

Se estima que la retribución adicional y específica de los SENP correspondiente al ejercicio 2021 en 439,6 M€, inferior en 320,8 M€ a la inicialmente prevista para el ejercicio. Esta diferencia se debe a la suspensión del impuesto sobre la producción de energía eléctrica durante el segundo semestre del ejercicio.

- *Anualidades para la financiación del déficit (actualizado a 2021)*

Desde la publicación de la Orden TED/1271/2020 hasta el 1 de noviembre de 2021 se han producido dos amortizaciones de Bonos, concretamente la serie 3 y la 25. La anualidad correspondiente a FADE tras dichas operaciones asciende a 2.000.033.054,89 € cifra que es inferior en 68,7 M€ a la incluida en la Orden TED/1271/2020 (2.068.758.835 €).

¹⁹ Las propuestas de órdenes por las que se ejecutan las sentencias del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad de las órdenes IET/980/2016 e IET/981/2016 únicamente se trasladan a los interesados para alegaciones. Las propuestas de órdenes por las que se establecen la retribución del transporte y la distribución para los ejercicios 2017, 2018 y 2019 se encuentran actualmente en trámite de audiencia.

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, se estima que el superávit de los pagos por capacidad ascienda a 219 M€. Reseñar que en la previsión inicial los ingresos estaban ajustados a los costes previstos. El desajuste se produce porque los nuevos precios unitarios de financiación de los pagos por capacidad establecidos en la Orden TED/371/2021 son de aplicación a partir del 1 de junio de 2021, por lo que entre los meses de enero y junio de ese año se ha seguido produciendo un superávit.

- *Otros ingresos y costes liquidables de ejercicios anteriores*

Adicionalmente, en el ejercicio 2021 se han incluido los siguientes conceptos:

- Aplicación del superávit de Liquidaciones conforme a la Orden TED/952/2020 (115,7 M€).
- Impacto de la liquidación definitiva de los SNP del ejercicio 2016 estimado en 15,1 M€.
- Impacto de la liquidación definitiva de los SNP del ejercicio 2017 estimado en 121,8 M€.
- Superávit de la Liquidación definitiva de 2020 (115,7 M€), conforme a la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 23/2020 y el punto primero de la Orden TED/952/2020.

En el Cuadro 19 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2021 según las Resoluciones de la CNMC de transporte y distribución, la Orden TED/1271/2020 y la Orden TED/371/2021 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2021 se produciría un desajuste negativo estimado en 284,8 M€.

Cuadro 19. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2021

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Resoluciones CNMC T&D, Orden TED/1271/2020 y Orden TED/371/2021 [1]	Previsión Liquidación 14/2021 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	13.456.109	11.634.517	- 1.821.592	-13,5%
Ingresos peajes RD 1164/2001 (ene-may 2021)	5.323.827	5.263.014	- 60.812	-1,1%
Ingresos por peajes de T&D	4.001.005	4.071.174	70.168	1,8%
Ingresos por cargos	3.757.192	1.948.593	- 1.808.599	-48,1%
Ingresos facturación energía reactiva	123.902	100.514	- 23.388	-18,9%
Ingresos facturación excesos de potencia	151.488	151.077	- 411	-0,3%
Ingresos art. 17 RD 216/2014	11.827	9.489	- 2.338	-19,8%
Ingresos por fraude	7.769	2.307	- 5.462	-70,3%
Ingresos de conexiones internacionales	79.099	88.349	9.250	11,7%
Ingresos externos a peajes (B)	3.087.702	3.502.327	414.625	13,4%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	1.965.330	1.313.926	- 651.404	-33,1%
Ingresos subastas CO2	1.100.000	2.000.000	900.000	81,8%
Compensación eliminación peaje 6.1 B	22.373	16.401	- 5.972	-26,7%
Impacto artículo 42 del RDL 11/2020	-	172.000	172.000	-
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	16.543.811	15.136.843	- 1.406.967	-8,5%
Costes regulados (D)	16.486.101	15.421.648	- 1.064.453	-6,5%
Costes de acceso	16.342.101	15.619.305	- 722.797	-4,4%
Saldo de pagos por capacidad	-	- 218.818	- 218.818	-
Otros costes regulados	144.000	21.162	- 122.838	-85,3%
Desajuste de actividades reguladas (E) = (C) - (D)	57.709	- 284.805	- 342.514	-593,5%

Fuentes: CNMC, Orden TED/1271/2020, Resolución CNMC Peajes T&D, Orden TED/371/2021, Real Decreto-ley 17/2021.

2.3.3. Previsión 2022

En el Cuadro 20 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para el cierre de 2021 y 2022, 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 2022 se estiman en 15.775,3 M€, cifra superior en 156 M€ (1,0%) al importe previsto para el cierre del ejercicio 2021, debido al incremento de la retribución RECORE peninsular (263 M€), al incremento de la retribución adicional de los territorios no peninsulares (60,4 M€), al incremento de la retribución de la distribución (27,6 M€) y al incremento de las

anualidades del déficit de actividades reguladas (25,1 M€), compensado parcialmente por la reducción de la retribución del transporte (-208,4 M€).

Los costes regulados previstos para 2022 se estiman en 16.156,5 M€, un 4,8% (734,8 M€) superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2021, debido, por una parte, a la desaparición del saldo de los pagos por capacidad, motivado por el ajuste de los precios de la Orden de cargos y, por otra parte, a la incorporación del impacto de la liquidación definitiva de los sistemas no peninsulares del ejercicio 2018 y del desajuste del ejercicio 2021.

Cuadro 20. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2021 y 2022

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2021 [1]	Previsión 2022 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución Transporte	1.709.998	1.501.609	- 208.389	-12,2%
Retribución Distribución	5.227.966	5.255.587	27.621	0,5%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	5.845.000	6.108.000	263.000	4,5%
Retribución sistemas no peninsulares	439.648	488.070	48.422	11,0%
Retribución adicional	365.928	426.294	60.366	16,5%
Retribución específica	73.720	61.776	- 11.944	-16,2%
Servicio de interrumpibilidad	7.422	7.852	430	5,8%
Tasa CNMC	17.319	17.136	- 184	-1,1%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	115	114	- 1	-1,1%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.371.837	2.396.914	25.077	1,1%
Costes de acceso (A)	15.619.305	15.775.282	155.977	1,0%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 218.818	-	218.818	-100,0%
Ingresos Pagos por capacidad	318.274	82.406	- 235.868	-74,1%
Coste Pagos por Capacidad	99.456	82.406	- 17.050	-17,1%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	21.162	381.206	360.044	1701,4%
Liquidación definitiva SNP 2016	15.113	-	- 15.113	-100,0%
Liquidación definitiva SNP 2017	121.753	-	- 121.753	-100,0%
Liquidación definitiva SNP 2018	-	96.401	96.401	n.a.
Aplicación del déficit/superávit de liquidaciones	- 115.704	284.805	400.509	-346,1%
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	15.421.648	16.156.488	734.840	4,8%

Fuentes: CNMC

2.3.4. Impacto de las sentencias y recursos legales pendientes de años anteriores sobre los costes previstos para el cierre del ejercicio 2021 y 2022

Como se ha indicado, en el momento de elaborar este informe están pendientes de ejecución diversas sentencias, así como el establecimiento de la retribución del transporte y la distribución de los ejercicios 2017 a 2020, de lo que se podría derivar un impacto en los costes previstos para el cierre del ejercicio 2021 y 2022.

En particular, la Sentencia de la Audiencia Nacional de 12 de febrero de 2020, estima parcialmente el recurso presentado por Endesa y le reconoce el derecho a ser indemnizada en la parte correspondiente a la minoración aplicada a los contratos bilaterales físicos suscritos por dichas entidades y el resto de las empresas productoras de energía eléctrica correspondientes a su grupo empresarial, junto con los intereses que se generen a partir de la fecha en que se efectuó la minoración. Se estima en 259,5 M€ el impacto de la Sentencia sobre los costes del sistema (186,4 M€ en concepto de reclamación patrimonial y 73,1 M€ en concepto de intereses).

Por otra parte, el 19 de abril de 2021 el Tribunal Supremo ha dictado sentencia estimando en parte el recurso contencioso-administrativo nº 783/2015²⁰ contra el 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, declarando nula la disposición transitoria segunda y la disposición adicional primera, segundo párrafo, del citado Real Decreto 198/2015.

Cabe señalar, que la citada sentencia, por una parte, anula las obligaciones correspondientes a los ejercicios 2013 y 2014 al imponer dicho Real Decreto una obligación fiscal con carácter retroactivo en su disposición transitoria segunda, y por otra parte, señala que se requiere la adaptación de las concesiones de aguas mediante los procedimientos establecidos en la normativa de aguas, que la propia sentencia señala que son lentos y complejos, antes de hacer exigible el correspondiente canon hidráulico, motivo por el cual anula la disposición adicional primera, segundo párrafo del citado Real Decreto. El impacto de la STS se estima en 440 M€.

Asimismo, con fecha de 18 de mayo de 2020 y de 29 de junio de 2020, el Tribunal Supremo dictó las sentencias núm. 481/2020 y núm. 892/2020, parcialmente estimatorias respecto a los recursos contencioso-administrativos número 265/2018 y número 264/2018 interpuestos por la Abogacía del Estado previa declaración de lesividad para el interés público, contra, respectivamente, la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, relativa a la retribución de la actividad de distribución y la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, sobre retribución de la actividad de transporte.

²⁰ Sentencia disponible en <https://www.poderjudicial.es/search/TS/openDocument/f69f89bd9e4f51dd/20210510>

En relación con lo anterior, se han comunicado a los afectados sendas órdenes por las que se ejecutan las Sentencias del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad de las órdenes IET/980/2016 e IET/981/2016 y se establece la retribución de las actividades del transporte y la distribución del ejercicio 2016 y se hayan en trámite de audiencia sendas propuestas de órdenes por las que se establecen las retribuciones definitivas del transporte y la distribución correspondiente a los ejercicios 2017, 2018 y 2019.

La resolución del procedimiento de lesividad tiene impacto en la retribución de los ejercicios 2020 y 2021, que debe establecer la CNMC para las actividades del transporte y la distribución conforme a las metodologías de las Circulares 5/2019 y 6/2019, en la medida en que se ve afectada la base de retribución de activos.

En el siguiente cuadro se resume el impacto de la resolución del procedimiento de lesividad sobre la retribución de las actividades de transporte y distribución, se observa que mientras que el impacto para el periodo 2016-2019 es un incremento de la retribución de 209 M€, para el periodo 2020-2021 es una reducción de 424 M€, de forma que el impacto conjunto es de -215 M€.

Cuadro 21. Impacto de la resolución del procedimiento de lesividad sobre la retribución de las actividades del transporte y la distribución en el periodo 2016-2021

	MITERD				CNMC	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Retribución liquidada (A)	6.884.167	6.890.639	6.890.639	6.890.810	6.937.964	6.937.964
Transporte (1)	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998
Distribución	5.230.695	5.230.695	5.230.695	5.230.695	5.230.695	5.230.695
Retribución definitiva (B)	6.801.769	7.014.370	7.072.243	7.083.837	6.779.668	6.723.088
Transporte	1.690.088	1.702.402	1.707.038	1.687.529	1.556.611	1.514.064
Distribución	5.111.680	5.311.968	5.365.205	5.396.307	5.223.057	5.209.024
Diferencia (B) - (A)	- 138.924	73.677	131.551	143.144	- 187.855	- 236.599
Transporte	- 19.910	- 7.596	- 2.959	- 22.468	- 153.387	- 197.690
Distribución	- 119.014	81.273	134.510	165.613	- 34.468	- 38.909
Impacto por periodo regulatorio	209.448				- 424.454	
Impacto conjunto						- 215.006

Fuente: CNMC, Liquidaciones del sector eléctrico 2016-2021 y propuestas de órdenes por las que se establece la retribución del transporte y la distribución de los ejercicios 2016-2019.

Dependiendo del momento en que se materialicen las ejecuciones de las sentencias y la actualización de la retribución del transporte y la distribución de ejercicios anteriores a 2020, las previsiones de cierre del ejercicio 2021 y de 2022 se verán afectadas.

En el Cuadro 22 se muestran posibles escenarios²¹ para el cierre del ejercicio 2021, siendo el Escenario 0 el recogido en el epígrafe 2.3.2. En el escenario más favorable (Escenario 1) se incluirían únicamente las revisiones de las retribuciones del transporte y la distribución de ejercicios 2016 a 2021, con lo cual se compensaría el impacto de las liquidaciones definitivas de los sistemas no peninsulares de los ejercicios 2016 y 2017, registrándose un déficit de ingresos de 69,8 M€. En el caso de considerar que en el ejercicio 2021 únicamente se incluyera el impacto de la lesividad sobre la retribución del ejercicio 2016 (Escenario 2), se registraría un déficit de ingresos de 145,9 M€. Si se considera que se incluye, además de la revisión de la retribución del transporte y la distribución de los ejercicios 2016 a 2021, el impacto de la sentencia de la Audiencia Nacional relativa a los contratos bilaterales²² (en adelante SAN) (Escenario 3), el déficit de ingresos se elevaría a 329,3 M€. En el caso de considerar que el trámite de audiencia se prolongara en el tiempo y únicamente se llegara a incluir en el ejercicio el impacto de la lesividad sobre la retribución del ejercicio 2016 y el impacto de la SAN (Escenario 4) se registraría un déficit de ingresos de 405,4 M€. Si únicamente se llegara a incluir en el ejercicio 2021 el impacto de la SAN (Escenario 5) el déficit de ingresos sería de 544,3 M€. Podría suceder que se llegara a establecer la retribución del transporte y la distribución de los ejercicios 2016 a 2019, pero que no se llegara a establecer la retribución de los ejercicios 2020 y 2021, teniendo en cuenta que depende de la aprobación de la retribución de ejercicios anteriores, además del impacto de la SAN (Escenario 6), registrándose un déficit de ingresos de 753,8 M€. El impacto conjunto de las sentencias y de la actualización de la retribución del transporte y distribución de ejercicios anteriores (Escenario 7) arrojaría un déficit de ingresos de 769,4 M€. Por último, en el escenario más desfavorable (Escenario 8) únicamente se tendría en cuenta el impacto de la SAN y de la Sentencia del Tribunal Supremo relativa al canon hidráulico (en adelante STS), alcanzando el déficit de ingresos 984,4 M€.

En todo caso, cabe señalar la conveniencia de que el impacto de la actualización de la retribución del transporte y la distribución de ejercicios anteriores sea

²¹ Por un criterio de prudencia, en los escenarios considerados no se contempla el impacto del Proyecto de Ley por el que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sector Eléctrico y tampoco se han considerado los ingresos procedentes de la aplicación del canon hidráulico.

²² Se indica que el modo de ejecución de dicha Sentencia estimatoria de una reclamación de responsabilidad patrimonial está pendiente de determinarse.

imputada conjuntamente, con objeto de minimizar el impacto sobre los consumidores.

Cuadro 22. Escenarios de previsión de cierre del ejercicio 2021

Costes e ingresos del sistema (miles €)	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8
Costes de acceso (A)	15.619.305	15.382.706	15.619.305	15.382.706	15.619.305	15.619.305	15.619.305	15.382.706	15.619.305
Coste Transporte	1.709.998	1.512.308	1.709.998	1.512.308	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.512.308	1.709.998
Coste Distribución	5.227.966	5.189.057	5.227.966	5.189.057	5.227.966	5.227.966	5.227.966	5.189.057	5.227.966
Retribución RECORE peninsular	5.845.000	5.845.000	5.845.000	5.845.000	5.845.000	5.845.000	5.845.000	5.845.000	5.845.000
Retribución adicional y específica SNP	439.648	439.648	439.648	439.648	439.648	439.648	439.648	439.648	439.648
Servicio de interrumpibilidad	7.422	7.422	7.422	7.422	7.422	7.422	7.422	7.422	7.422
Tasa CNMC	17.319	17.319	17.319	17.319	17.319	17.319	17.319	17.319	17.319
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Anualidades déficit actividades reguladas	2.371.837	2.371.837	2.371.837	2.371.837	2.371.837	2.371.837	2.371.837	2.371.837	2.371.837
Déficit (+) Superávit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 218.818								
Otros costes (+) Ingresos (-) regulados (C)	21.162	42.754	- 117.763	302.299	141.782	280.706	490.154	742.364	720.771
Liquidación definitiva SNP 2016	15.113	15.113	15.113	15.113	15.113	15.113	15.113	15.113	15.113
Liquidación definitiva SNP 2017	121.753	121.753	121.753	121.753	121.753	121.753	121.753	121.753	121.753
Impacto lesividad en retribución del transporte 2016	- 19.910	- 19.910	- 19.910	- 19.910	- 19.910	- 19.910	- 19.910	- 19.910	- 19.910
Impacto lesividad en retribución de la distribución 2016 (1)	- 119.014	- 119.014	- 119.014	- 119.014	- 119.014	- 119.014	- 119.014	- 119.014	- 119.014
Actualización retribución del transporte 2017-2020	-	- 186.411	-	- 186.411	-	- 33.024	- 186.411	-	-
Retribución transporte 2017	-	- 7.596	-	- 7.596	-	- 7.596	- 7.596	-	-
Retribución transporte 2018	-	- 2.959	-	- 2.959	-	- 2.959	- 2.959	-	-
Retribución transporte 2019	-	- 22.468	-	- 22.468	-	- 22.468	- 22.468	-	-
Retribución transporte 2020	-	- 153.387	-	- 153.387	-	-	- 153.387	-	-
Actualización retribución de la distribución 2017-2020	-	346.928	-	346.928	-	381.396	346.928	-	-
Retribución distribución 2017	-	81.273	-	81.273	-	81.273	81.273	-	-
Retribución distribución 2018	-	134.510	-	134.510	-	134.510	134.510	-	-
Retribución distribución 2019	-	165.613	-	165.613	-	165.613	165.613	-	-
Retribución distribución 2020	-	- 34.468	-	- 34.468	-	-	- 34.468	-	-
Impacto STS canon hidráulico	-	-	-	-	-	-	-	-	440.065
Impacto SAN contratos bilaterales	-	-	-	259.545	259.545	259.545	259.545	259.545	259.545
Reclamación patrimonial	-	-	-	186.412	186.412	186.412	186.412	186.412	186.412
Intereses	-	-	-	73.132	73.132	73.132	73.132	73.132	73.132
Aplicación del superávit de liquidaciones	- 115.704	- 115.704	- 115.704	- 115.704	- 115.704	- 115.704	- 115.704	- 115.704	- 115.704
Total costes regulados (D) = (A) + (B) + (C)	15.421.648	15.206.642	15.282.724	15.466.187	15.542.269	15.681.193	15.890.641	15.906.251	16.121.257
Ingresos regulados (E)	15.136.843								
Ingresos regulados por peajes de acceso	11.634.517	11.634.517	11.634.517	11.634.517	11.634.517	11.634.517	11.634.517	11.634.517	11.634.517
Ingresos externos a peajes	3.502.327	3.502.327	3.502.327	3.502.327	3.502.327	3.502.327	3.502.327	3.502.327	3.502.327
Déficit(-)/superávit (+) de actividades reguladas (F) = (E) - (D)	- 284.805	- 69.798	- 145.881	- 329.343	- 405.425	- 544.350	- 753.797	- 769.408	- 984.414

Fuente: CNMC

(1) Incluye el incentivo de pérdidas

Al respecto es importante recordar que, conforme al artículo 19.2 de la Ley 24/2013 el déficit de ingresos de un ejercicio no podrá superar el 2% de los ingresos previstos para dicho ejercicio y que la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio, debiéndose revisar los peajes o cargos, según corresponda, al menos en el importe equivalente en que se sobrepasen esos límites.

En caso de imputar la totalidad del desajuste del ejercicio 2021 en el ejercicio 2022, los costes regulados previstos para el ejercicio ascenderían a 16.641 M€, un 8% superiores al previsto para el cierre del ejercicio 2021 en el Escenario 0 y un 3% superiores a los costes que resultan para el ejercicio 2022 sin considerar el impacto de las sentencias y la actualización de la retribución del transporte y la distribución de ejercicios anteriores (485 M€) (véase Cuadro 23).

Cuadro 23. Escenarios de previsión de cierre del ejercicio 2022

Costes e ingresos del sistema (miles €)	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8
Costes de acceso (A)	15.775.282								
Coste Transporte	1.501.609	1.501.609	1.501.609	1.501.609	1.501.609	1.501.609	1.501.609	1.501.609	1.501.609
Coste Distribución	5.255.587	5.255.587	5.255.587	5.255.587	5.255.587	5.255.587	5.255.587	5.255.587	5.255.587
Retribución RECORE peninsular	6.108.000	6.108.000	6.108.000	6.108.000	6.108.000	6.108.000	6.108.000	6.108.000	6.108.000
Retribución adicional y específica SNP	488.070	488.070	488.070	488.070	488.070	488.070	488.070	488.070	488.070
Servicio de interrumpibilidad	7.852	7.852	7.852	7.852	7.852	7.852	7.852	7.852	7.852
Tasa CNMC	17.136	17.136	17.136	17.136	17.136	17.136	17.136	17.136	17.136
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Anualidades déficit actividades reguladas	2.396.914	2.396.914	2.396.914	2.396.914	2.396.914	2.396.914	2.396.914	2.396.914	2.396.914
Déficit (+) Superávit (-) Pagos por Capacidad (B)	-								
Otros costes (+) Ingresos (-) regulados (C)	381.206	865.809	865.809	865.809	865.809	865.809	1.008.953	865.809	865.809
Liquidación definitiva SNP 2016									
Liquidación definitiva SNP 2017									
Liquidación definitiva SNP 2018	96.401	96.401	96.401	96.401	96.401	96.401	96.401	96.401	96.401
Impacto lesividad en retribución del transporte 2016							-19.910		-19.910
Impacto lesividad en retribución de la distribución 2016 (1)							-119.014		-119.014
Actualización retribución del transporte 2017-2020			-384.101		-384.101	-384.101	-373.545		-384.101
Retribución transporte 2017			-7.596		-7.596	-7.596	-7.596		-7.596
Retribución transporte 2018			-2.959		-2.959	-2.959	-2.959		-2.959
Retribución transporte 2019			-22.468		-22.468	-22.468	-22.468		-22.468
Retribución transporte 2020			-153.387		-153.387	-153.387	-153.387		-153.387
Retribución transporte 2021			-197.690		-197.690	-197.690	-197.690		-197.690
Actualización retribución de la distribución 2017-2020			308.019		308.019	308.019	92.235		308.019
Retribución distribución 2017			81.273		81.273	81.273	81.273		81.273
Retribución distribución 2018			134.510		134.510	134.510	134.510		134.510
Retribución distribución 2019			165.613		165.613	165.613	165.613		165.613
Retribución distribución 2020			-34.468		-34.468	-34.468	-34.468		-34.468
Retribución distribución 2021			-38.909		-38.909	-38.909	-38.909		-38.909
Impacto STS canon hidráulico		440.065	440.065	440.065	440.065	440.065	440.065		440.065
Impacto SAN contratos bilaterales		259.545	259.545						
Reclamación patrimonial		186.412	186.412						
Intereses		73.132	73.132						
Aplicación del superávit de liquidaciones	284.805	69.798	145.881	329.343	405.425	544.350	753.797	769.408	984.414
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	16.156.488	16.641.091	16.641.091	16.641.091	16.641.091	16.641.091	16.784.235	16.641.091	16.641.091

Fuente: CNMC

(1) Incluye el incentivo de pérdidas

3. Suministro de último recurso

3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC

En el Cuadro 24 se muestra el número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos a PVPC (precio voluntario de pequeño consumidor) correspondientes a los años 2020, 2021 y 2022.

Dichas previsiones han sido confeccionadas teniendo en cuenta (i) las previsiones de demanda descritas en el epígrafe 2.1 del presente informe para el cierre 2021 y 2022 y (ii) la evolución del porcentaje de consumidores que con derecho a PVPC son abastecidos por CUR de acuerdo con la información declarada por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes en la base de datos de liquidaciones eléctricas, dado que no se dispone de información para las empresas de menos de 100.000 clientes.

En particular, para estimar el cierre de 2021 y 2022 se analiza la evolución del porcentaje del número de clientes, potencia contratada y consumo registrados

en los últimos doce meses de los que se dispone de datos²³, es decir, entre junio de 2020 y mayo de 2021 respecto del total de consumidores con derecho a PVPC, y se extrapola la tendencia registrada a la segunda parte del año 2021 y a 2022, todo ello desagregado por subsistema peninsular, balear y canario. Posteriormente, se aplican los porcentajes obtenidos a la previsión de demanda para el cierre del ejercicio 2021 y de 2022 de cada subsistema.

Lo anterior implica, por una parte, extender para cada subsistema (peninsular, balear y canario) la relación entre los clientes acogidos a PVPC y los clientes con derecho a PVPC que se registra para las empresas con más de 100.000 clientes. Por otra parte, no es posible estimar los clientes acogidos a PVPC en los subsistemas ceutí y melillense por no disponerse de la información necesaria para ello.

En el Anexo IV se recoge esta misma información desagregada por subsistema peninsular, extrapeninsular e insular, de acuerdo con la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas.

²³ Desde 1 de junio de 2021, fecha de entrada en vigor de la Circular 3/2020 los consumidores acogidos a los anteriores peajes de baja tensión 2.0, 2.0 DHA y 2.0 DHS pasan a integrarse en el peaje 2.0TD, de aplicación a aquellos consumidores conectados en baja tensión cuya potencia contratada es igual o inferior a 15 kW.

Cuadro 24. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos a PVPC en el territorio nacional.

AÑO 2020			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.200.686	38.032	21.022.536
PVPC con DHA	1.087.253	5.027	4.700.462
PVPC con DHS	3.607	17	15.477
TOTAL	11.291.546	43.076	25.738.475

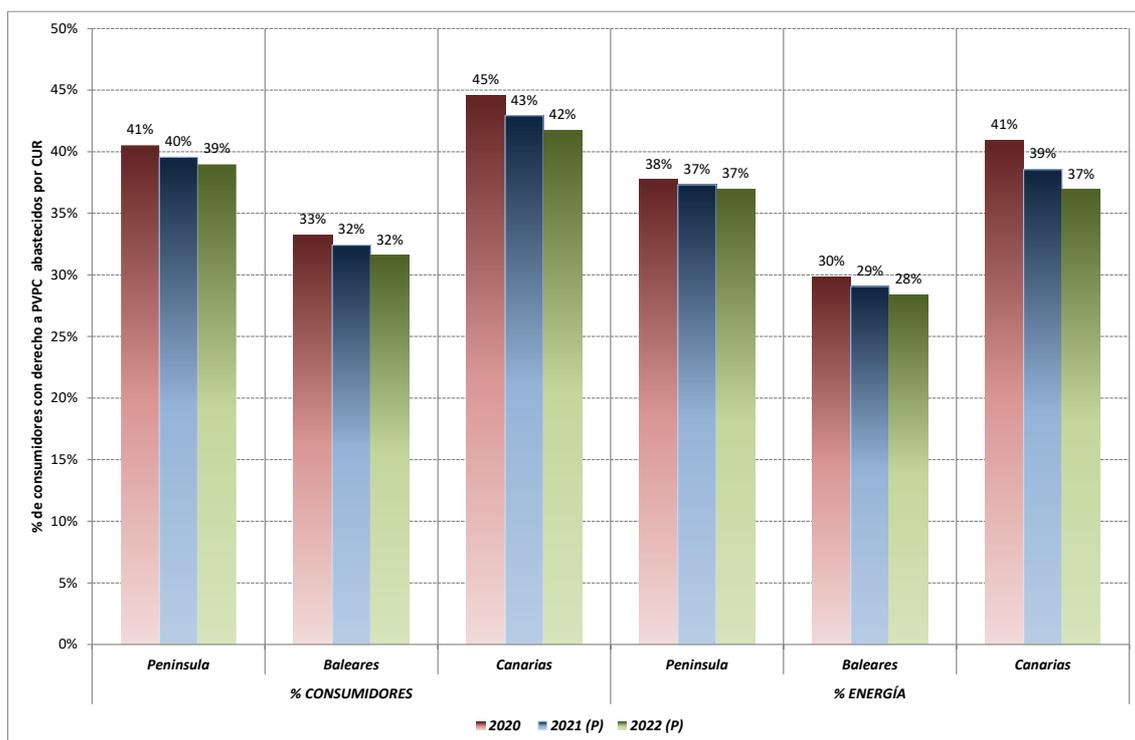
AÑO 2021			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	11.099.058	41.576	25.642.673
TOTAL	11.099.058	41.576	25.642.673

AÑO 2022			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	11.007.065	41.021	25.640.053
TOTAL	11.007.065	41.021	25.640.053

Fuente: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2022 el 38,9% de los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 36,7% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores. En el Gráfico 1 se muestra la evolución del número de clientes y consumo respecto del total de consumidores con potencia contratada inferior desagregado por subsistema.

Gráfico 1. Porcentaje de consumidores con derecho a PVPC abastecidos por CUR.



Fuente: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Cabe señalar que, las previsiones del número de consumidores con derecho a PVPC abastecidos por un CUR y del consumo asociado son variables de difícil previsión, al depender éstas de las ofertas comerciales de las distintas empresas, de la composición del PVPC, de la evolución del precio de mercado, así como de otros factores, por lo que se deben considerar como previsiones meramente indicativas.

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

La DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre la evolución de los ingresos de los comercializadores de referencia por la facturación de los consumidores a los que han aplicado el bono social, así como la desagregación

por peajes de acceso del número de consumidores, potencia contratada por periodo tarifario, consumo y facturación previsto para el cierre del ejercicio 2021 y 2022.

La CNMC solicitó, el pasado mes de mayo, información a las empresas eléctricas con objeto de dar cumplimiento a las funciones que esta Comisión tiene establecidas en la normativa vigente. Entre la información requerida no se solicitó la relativa a los consumidores a los que se aplica el bono social, debido a que ésta no es necesaria ni para el establecimiento de los peajes de transporte y distribución ni para la emisión del correspondiente informe sobre los cargos.

En consecuencia, se indica que no es posible la estimación para el cierre de 2021 y 2022 del número de consumidores, potencia contratada por periodo tarifario, consumo y facturación y energía asociada de los suministros a los que se aplica el bono social con la información disponible en la CNMC.

No obstante, a título informativo en el Cuadro 25 se muestra información relativa al número de clientes a los que se aplica el bono social, su consumo y el bono social correspondiente a 2020 y en el periodo comprendido entre septiembre de 2020 y agosto de 2021, de acuerdo con la última información disponible remitida por las empresas comercializadoras de último recurso. Se observa que, en diciembre 2020 el número de consumidores acogido al bono social fue de 1.101.540 clientes, mientras que en agosto de 2021 el número de consumidores a los que se aplicó bono social ascendió a 1.173.255 un 6,5% superior al registrado en 2020.

Cuadro 25. Nº de Consumidores a los que se aplica bono social

Colectivo	2020			Septiembre 2020 - agosto 2021		
	Nº clientes (diciembre 2020)	Consumo (MWh)	Bono social (miles €)	Nº clientes (agosto 2021)	Consumo (MWh)	Bono social (miles €)
Consumidores vulnerables	568.429	2.100.902	58.090	598.407	1.935.904	63.410
Pensionistas	71.366	230.571	6.578	73.515	190.631	6.299
Familia numerosas	233.758	1.014.381	29.605	242.183	1.018.988	35.652
Unidad familiar sin menores	228.316	711.176	18.429	243.006	595.809	17.713
Unidad familiar con un menor	17.827	71.917	1.718	18.636	61.509	1.732
Unidad familiar con dos menores	14.480	63.576	1.552	15.067	53.929	1.587
COVID-19 (Art. 28 del RD-Ley 11/2020)	325	8.092	182	-	3.065	67
COVID-19 (DA 6ª del RD_Ley 30/2020)	2.357	1.189	26	6.000	11.973	359
Consumidores vulnerables severos	533.111	1.687.928	72.902	574.848	1.561.705	78.642
Pensionistas	49.979	153.795	7.167	52.139	130.997	7.041
Familia numerosas	80.006	339.691	15.861	83.395	322.933	18.144
Unidad familiar sin menores	306.384	842.486	35.810	334.135	780.235	37.881
Unidad familiar con un menor	59.982	208.357	8.326	65.498	195.309	9.245
Unidad familiar con dos menores	36.760	143.599	5.738	39.681	132.231	6.331
TOTAL	1.101.540	3.788.830	130.992	1.173.255	3.497.609	142.052

Fuente: CNMC

3.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio

Los ingresos por la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2015, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, previstos para el cierre de 2021 se estiman en 9.489 miles de €, importe equivalente a los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre agosto de 2020 y julio de 2021.

Se estima que los ingresos previstos por este concepto se mantendrán en el ejercicio 2022.

4. Otra información

4.1. Información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas para 2022

Por otra parte, la DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas por periodos y facturaciones previstas para el ejercicio 2022 desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas. En el epígrafe 2.1 y en el Anexo I de la Memoria justificativa de la propuesta de resolución, 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.

Adicionalmente, se indica que no se dispone de información relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia diferente de la remitida en el 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 2021, en la que se incluía la información relativa a los ejercicios 2015-2019. A la fecha de elaboración de este informe aún no se dispone de la información completa del ejercicio 2020.

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 2020.

En el Anexo V 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.

ANEXO I: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2021 Y 2022 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA

ANEXO I: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2021 Y 2022 DESGLOSADOS ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES Y PENINSULARES

Cuadro I.1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2021 a los precios de la Orden TED/1271/2020, de la Resolución de 18 de marzo de 2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de la Orden TED/371/2021 y del Real Decreto ley 17/2021. Desglose por subsistema (miles de €).

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
	Consumo (GWh)						
Baja tensión	110.047	7.665.530	270.072	341.319	12.033	10.893	8.299.848
2.0 TD	76.590	6.220.820	207.287	277.311	8.947	8.346	6.722.712
3.0 TD	33.443	1.444.323	62.785	64.008	3.086	2.546	1.576.749
3.0 TDVE	13	387	0	-	-	-	387
Alta tensión	122.213	2.866.390	33.059	79.003	1.978	2.503	2.982.933
6.1 TD	67.502	2.203.112	31.309	77.622	1.978	2.503	2.316.524
6.1 TDVE	25	980	-	-	-	-	980
6.2 TD	23.002	351.987	1.750	1.358	-	-	355.095
6.3 TD	10.895	131.384	-	14	-	-	131.399
6.4 TD	20.789	178.927	-	9	-	-	178.935
Total	232.259	10.531.920	303.132	420.322	14.011	13.396	11.282.781

Fuente: CNMC

Cuadro I.2 Ingresos de acceso previstos para 2022 a los precios de la propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establecen los peajes de transporte y distribución para 2022 y de la Orden TED/371/2021 (miles de €).

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
	Consumo (GWh)						
Baja tensión	111.549	8.990.506	327.037	400.204	12.878	12.557	9.743.182
2.0 TD	77.422	7.227.051	250.588	320.755	9.012	9.712	7.817.117
3.0 TD	34.000	1.753.679	76.448	79.449	3.866	2.846	1.916.287
3.0 TDVE	127	9.776	1	-	-	-	9.777
Alta tensión	124.821	3.297.515	37.760	94.093	2.369	2.736	3.434.473
6.1 TD	68.504	2.558.811	35.804	92.398	2.369	2.736	2.692.118
6.1 TDVE	64	5.733	-	-	-	-	5.733
6.2 TD	23.498	411.342	1.956	1.673	-	-	414.972
6.3 TD	11.185	146.570	-	13	-	-	146.583
6.4 TD	21.570	175.060	-	8	-	-	175.068
Total	236.370	12.288.021	364.797	494.297	15.247	15.293	13.177.655

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 2021 Y 2022

ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO₂ PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2021 Y 2022

La disposición adicional decimosexta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, modifica la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, estableciendo 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 2021 y 2022.

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

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

- **Precio del mercado**

- El precio medio aritmético del mercado previsto para 2021 (103,51 €/MWh) es el resultado de considerar la media aritmética de los precios registrados en el mercado diario entre el 1 de enero y el 30 de octubre de 2021 y la media aritmética de las de los contratos de carga base mensuales de noviembre y diciembre de OMIP.

No obstante, teniendo en cuenta la suspensión del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el tercer y cuarto trimestre de 2021, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto-ley 12/2021,

de 24 de junio²⁴ y Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre²⁵, en el caso de la determinación del impuesto de producción de energía eléctrica se ha considerado la media aritmética de los precios registrados en el mercado diario entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2021 (58,57 €/MWh).

- El precio de mercado previsto para 2022 (137,5 €/MWh) se ha estimado teniendo en cuenta las cotizaciones del producto base anual de OMIP de fecha 15 de octubre de 2021.
- A los efectos de la determinación del impuesto sobre la producción, se ha considerado el precio del mercado diario correspondiente al primer semestre de 2021 que se ha apuntado por tecnología según el apuntamiento registrado en dicho periodo temporal. Para el resto de figuras impositivas se ha considerado el precio previsto para dicho ejercicio (103,51 €/MWh) que se ha apuntado por tecnología conforme al apuntamiento registrado en el periodo comprendido entre noviembre de 2020 y octubre de 2021.
- El precio del mercado diario correspondiente al ejercicio 2022 se ha apuntado por tecnología conforme al promedio de los apuntamientos registrados en 2018, 2019, 2020 y noviembre 2020 - septiembre 2021 (se consideran los ingresos debidos a todos los segmentos, a excepción de pagos por capacidad).

²⁴ Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-10584>

²⁵ Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974>

- **Balance de 2021 y 2022**

A los efectos de determinación del impuesto sobre la producción, se ha considerado la generación por tecnología prevista registrada entre enero y junio de 2021, así como los costes derivados del régimen retributivo específico de la producción con tecnología renovable, cogeneración y residuos correspondientes a dicho periodo, de acuerdo con la información disponible en el momento de elaboración del presente informe. En el cálculo del resto de impuestos, se ha considerado los previstos por la CNMC, calculados teniendo en cuenta la última información disponible.

La generación por tecnología prevista para el ejercicio 2022, así como los costes derivados del régimen retributivo específico de la producción con tecnología renovable, cogeneración y residuos se corresponde con los previstos por la CNMC, teniendo en cuenta la última información disponible.

Adicionalmente, se indica que a la hora de estimar el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica para 2021, se ha aplicado lo establecido en los Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio y Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre.

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 €)
2021	802.367
2022	2.735.266

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 2021 y 2022 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre septiembre de 2020 y octubre de 2021 (290.591 miles de euros).

Cuadro II.2. Previsión 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 €)
2021	290.591
2022	290.591

Fuente: CNMC

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

Análogamente al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, esta Comisión no dispone de la información necesaria para poder realizar una estimación de los ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento del combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas, por lo que, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, para el cierre del ejercicio 2021 y 2022 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre septiembre de 2020 y octubre de 2021 (8.627 miles de euros).

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

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear (miles de €)
2021	8.627
2022	8.627

Fuente: CNMC

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

El Real Decreto 198/2015²⁶, 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.

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 198/2015²⁷, según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada.

Para 2021 se estima una recaudación de 414.510 miles de euros y para 2022 una recaudación de 565.646 miles de euros, dada la producción hidráulica prevista por el Operador del Sistema para el cierre del ejercicio 2021 y 2022, 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 €)
2021	414.510
2022	565.646

Fuente: CNMC

²⁶ Disponible en <https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-3182>

²⁷ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

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 2021 y 2022 en el sector eléctrico y la estructura de la demanda de gas natural prevista por la CNMC para los años de gas 2020-2021, 2021-2022 y 2022-2023 a efectos de la elaboración de la Resolución por la que se establecen los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2021-2022²⁸.

En particular, en la cobertura de la demanda en b.c. prevista se ha considerado:

- La producción renovable prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2021 y 2022 (véase Anexo IV).
- La producción de las centrales nucleares prevista para el cierre del ejercicio 2021 y 2022 se corresponde con la producción prevista por el Operador del Sistema para dichos ejercicios.
- La producción de las centrales hidráulicas prevista para el cierre de 2021 y 2022, como se ha indicado, se corresponde con la prevista por el Operador del Sistema, considerando hidraulicidad media.
- El consumo de los bombeos y el saldo físico internacional previsto para el cierre de 2021 y 2022 se corresponde con las previsiones del Operador del Sistema.
- La producción de las centrales de carbón prevista para 2021 y 2022 se corresponde con el escenario de cobertura previsto por el Operador del Sistema.
- La producción de centrales de ciclos combinados se ha estimado como diferencia entre la demanda en barras de central prevista por la CNMC para dichos ejercicios y la producción del resto de tecnologías resultante de considerar las hipótesis anteriores.

La previsión de la demanda de gas natural de uso doméstico e industrial se corresponde con la prevista por la CNMC para para los años de gas 2020-2021, 2021-2022 y 2022-2023 a efectos de la elaboración de la citada Resolución de precios de gas.

²⁸ Véase Memoria que acompaña a la Resolución, disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3533595_2.pdf

Cuadro II.5. Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2021	186.166	26.175
2022	186.749	13.062

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 trigésima segunda de la Ley 11/2020²⁹, de 30 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2021, modificada parcialmente por la disposición final primera del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, establece que los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el ejercicio 2021 serán de 2.000 millones de euros.

Asimismo, la Disposición adicional centésima quinta del proyecto de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2022³⁰, establece que los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de serán de 1.100 millones de euros para 2022.

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 2021 y 2022 se corresponden con el importe establecido en la Disposición adicional centésima trigésima segunda de la Ley 11/2020 y la Disposición adicional centésima quinta del proyecto de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2022, respectivamente.

²⁹ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17339#da-133>

³⁰ Disponible en https://www.sepg.pap.hacienda.gob.es/Presup/PGE2022Proyecto/MaestroDocumentos/PGE-ROM/doc/1/1/N_22_A_R_1_1.PDF

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 €)
2021	2.000.000
2022	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 2020 y 2021

De acuerdo con todo lo anterior, se estima que los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 previstos para el cierre de 2021 y 2022 ascenderían a 3.728 M€ y 4.900 M€ anuales, respectivamente, tal y como resume en el Cuadro II.7. 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

	2021	2022
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	1.728.436	3.799.941
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción</i>	802.367	2.735.266
<i>Impuesto nuclear</i>	290.591	290.591
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	8.627	8.627
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	414.510	565.646
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	186.166	186.749
<i>Impuesto carbón</i>	26.175	13.062
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	2.000.000	1.100.000
TOTAL	3.728.436	4.899.941

Fuente: CNMC

Cuadro II.8. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2021

2021	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)
Sistema peninsular	Producción convencional	59.101	4.003.235	99.456	-	4.102.691	287.188	25.806	-	8.627	407.194	728.816
	Hidráulica	17.509	1.066.341	10.633	-	1.076.974	75.388	-	-	-	407.194	482.582
	Nuclear	26.646	1.534.235	-	-	1.534.235	107.396	-	-	8.627	-	116.023
	Carbón	2.015	210.565	-	-	210.565	14.740	25.806	-	-	-	40.546
	CCGTS	12.931	1.192.094	88.823	-	1.280.917	89.664	-	-	-	-	89.664
	Producción RECORE	60.930	3.329.038	-	3.074.271	6.403.309	448.232	-	-	-	7.316	455.547
	Cogeneración	11.058	662.696	-	315.228	977.924	68.455	-	-	-	-	68.455
	Solar Fotovoltaica	8.464	499.425	-	1.189.317	1.688.741	118.212	-	-	-	-	118.212
	Solar Termosolar	2.153	127.027	-	634.730	761.756	53.323	-	-	-	-	53.323
	Eólica	30.333	1.519.110	-	594.124	2.113.234	147.926	-	-	-	-	147.926
	Hidráulica	3.406	190.118	-	34.194	224.312	15.702	-	-	-	7.316	23.018
	Biomasa	2.264	135.701	-	152.805	288.507	20.195	-	-	-	-	20.195
	Residuos	1.354	81.168	-	43.277	124.445	8.711	-	-	-	-	8.711
	Tratamiento de residuos	1.891	113.352	-	110.063	223.414	15.639	-	-	-	-	15.639
Otras tecnologías renovables	7	442	-	534	977	68	-	-	-	-	68	
Sistemas no peninsulares	Sistema balear	1.777	149.861	-	154.046	303.907	21.274	369	-	-	-	21.643
	Carbón	43	3.862	-	18.294	22.156	1.551	369	-	-	-	1.920
	Fuélleo	143	11.101	-	9.871	20.973	1.468	-	-	-	-	1.468
	Gasóleo	76	6.650	-	27.056	33.706	2.359	-	-	-	-	2.359
	Gas natural	1.325	99.689	-	48.825	148.514	10.396	-	-	-	-	10.396
	Producción RECORE	191	28.559	-	50.000	78.559	5.499	-	-	-	-	5.499
	Sistema canario	3.726	287.269	-	326.422	613.691	42.958	-	-	-	-	42.958
	Diesel	26	2.049	-	9.909	11.958	837	-	-	-	-	837
	Fuélleo	1.284	87.388	-	93.383	180.771	12.654	-	-	-	-	12.654
	Gasóleo	1.728	120.718	-	123.678	244.396	17.108	-	-	-	-	17.108
Sistemas no peninsulares	Gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Cogeneración Tenerife	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hidroeléctrica	11	799	-	2.451	3.250	228	-	-	-	-	228
	Producción RECORE	678	76.315	-	97.000	173.315	12.132	-	-	-	-	12.132
	Ceuta y Melilla	193	13.763	-	25.021	38.785	2.715	-	-	-	-	2.715
	Fuélleo	186	12.990	-	22.606	35.596	2.492	-	-	-	-	2.492
	Gasóleo	0	9	-	1.975	1.984	139	-	-	-	-	139
	Producción RECORE	7	765	-	440	1.205	84	-	-	-	-	84
Consumo gas natural	Uso doméstico	169.651	-	-	-	-	-	-	91.538	-	-	91.538
	Uso industrial	40.471	-	-	-	-	-	-	94.628	-	-	94.628
Total		125.728	7.783.166	99.456	3.579.761	11.462.383	802.367	26.175	186.166	8.627	414.510	1.437.845

Fuente: CNMC

(1) Excluido el impuesto sobre la producción

Cuadro II.9. 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	117.204	14.796.452	82.406	-	14.878.858	1.041.520	13.060	-	8.627	554.748	1.617.955	
	Hidráulica	30.207	3.560.599	10.633		3.571.232	249.986				554.748	804.734	
	Nuclear	55.006	6.130.493			6.130.493	429.134			8.627		437.761	
	Carbón	1.955	365.954	-		365.954	25.617	13.060	-			38.677	
	CCGTS	30.036	4.739.406	71.773		4.811.179	336.783					336.783	
	Producción RECORE	137.742	14.991.361	-	6.108.000	21.099.361	1.476.955	-	-	-	10.898	1.487.853	
Sistema peninsular	Cogeneración	23.773	2.777.625		627.000	3.404.625	238.324					238.324	
	Solar Fotovoltaica	25.221	2.875.508		2.324.000	5.199.508	363.966					363.966	
	Solar Termosolar	5.039	574.509		1.267.000	1.841.509	128.906					128.906	
	Eólica	66.220	6.784.430		1.197.000	7.981.430	558.700					558.700	
	Hidráulica	5.816	615.372		66.000	681.372	47.696				10.898	58.594	
	Biomasa	5.060	591.210		314.000	905.210	63.365					63.365	
	Residuos	2.726	318.551		90.000	408.551	28.599					28.599	
	Tratamiento de residuos	3.870	452.171		222.000	674.171	47.192					47.192	
	Otras tecnologías renovables	17	1.986		1.000	2.986	209						209
	Sistema balear	3.877	696.935		165.882	862.818	60.397	2	-	-	-	-	60.399
Carbón	0	55		21.254	21.309	1.492	2	-	-	-	-	1.494	
Fuéloleo	214	40.696		27.123	67.819	4.747						4.747	
Gasóleo	32	6.130		40.025	46.154	3.231						3.231	
Gas natural	3.108	589.766		25.481	615.247	43.067						43.067	
Producción RECORE	522	60.288		52.000	112.288	7.860						7.860	
Sistema canario	8.069	1.323.226		773.050	2.096.262	146.738	-	-	-	-	-	146.738	
Diesel	-	-		14	-	-	-					-	
Sistemas no peninsulares	Fuéloleo	2.622	463.837		302.732	766.569	53.660					53.660	
	Gasóleo	3.986	705.177		364.743	1.069.920	74.894					74.894	
	Gas natural	-	-		-	-	-					-	
	Cogeneración Tenerife	-	-		-	-	-					-	
	Hidroéolica	19	3.396		3.561	6.957	487					487	
	Producción RECORE	1.443	150.816		102.000	252.816	17.697					17.697	
	Ceuta y Melilla	407	69.834		68.097	137.931	9.655	-	-	-	-	-	9.655
Fuéloleo	392	67.916		61.887	129.804	9.086						9.086	
Gasóleo	2	427		5.769	6.196	434						434	
Producción RECORE	13	1.491		440	1.931	135						135	
Consumo gas natural	Uso doméstico	172.945								93.316		93.316	
	Uso industrial	39.961							93.433			93.433	
Total		267.299	31.877.809	82.406	7.115.029	39.075.229	2.735.266	13.062	186.749	8.627	565.646	3.509.350	

Fuente: CNMC

(1) Excluido el impuesto sobre la producción

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2021 Y 2022

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2021 Y 2022

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.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta que, 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/980/2016³¹ y de la Orden IET/981/2016³² estimando parcialmente los recursos interpuesto por la Administración, para los ejercicios 2020 y 2021 se optó por mantener provisionalmente la retribución del ejercicio 2016, en tanto no se aprobara las retribuciones definitivas del ejercicio 2016, por el impacto de la mismas en las retribuciones de ejercicios posteriores.

A la fecha de realizar este informe están en trámite de audiencia las propuestas de órdenes por las que se establecen las retribuciones definitivas del transporte y la distribución correspondiente a los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019³³.

Asimismo, está previsto para el primer trimestre de 2022 se inicie el trámite de audiencia por parte de la CNMC de las propuestas de resolución por la que se

³¹ 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

³² Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016

³³ Las propuestas de órdenes por las que se ejecutan las sentencias del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad de las órdenes IET/980/2016 e IET/981/2016 únicamente se trasladan a los interesados para alegaciones. Las propuestas de órdenes por las que se establecen la retribución del transporte y la distribución para los ejercicios 2017, 2018 y 2019 se encuentran actualmente en trámite de audiencia.

establecen las retribuciones del transporte y la distribución para los ejercicios 2020 y 2021. Posteriormente, se prevé igualmente que se apruebe la retribución del ejercicio 2022 a lo largo de dicho año, tanto para la actividad de transporte como para la de distribución.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han incorporado las mejores previsiones de las retribuciones tanto de transporte como de distribución para 2022 con base en las metodologías establecidas en las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

1.1 Retribución del transporte

El pasado 5 de noviembre de 2021, fue publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, 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*³⁴, finalizando el plazo para presentar alegaciones el próximo 29 de noviembre de 2021.

Teniendo en cuenta la propuesta de orden, el *“Acuerdo por el que se emite informe para ejecución de sentencia de Tribunal Supremo, previa declaración de lesividad para el interés público, contra la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016, respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A. para dicho ejercicio 2016”*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 15 de octubre de 2020 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 de los ejercicios 2020, 2021 y 2022.

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 el ejercicio 2022 se han considerado las

³⁴ Disponible en <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=459>

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 para el ejercicio 2022 ascendería a 1.501.609³⁵ miles de € (véase Cuadro III.1).

Cuadro III.1. Retribución del transporte para 2022

Nombre empresa	Retribución 2022 (miles de €)
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.	1.479.408
UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A	21.653
VAL DE SOLLER ENERGÍA, S.L.U.	548
TOTAL	1.501.609

Fuente: CNMC

1.2 Retribución de distribución

El pasado 28 de octubre de 2021, fue sometida a trámite de audiencia por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, la Propuesta de orden por la que se aprueba el incentivo para la reducción de pérdidas en la red de distribución de 2016, se modifica la retribución de 2016 para varias distribuidoras y se aprueba la retribución de las distribuidoras para 2017, 2018 y 2019, finalizando el plazo para presentar alegaciones el próximo 10 de diciembre de 2021³⁶.

³⁵ 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.

³⁶ Disponible en <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=454>

Teniendo en cuenta la citada propuesta de Orden, el “*Acuerdo por el que se emite informe a solicitud de la DGPEM para la ejecución de sentencia del Tribunal Supremo de retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016*”, las órdenes TED/865/2020, de 15 de septiembre, y TED/203/2021, de 26 de febrero, por las que se ejecutan diversas sentencias del Tribunal Supremo en relación con la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, y la información retributiva correspondiente 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 2022.

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

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

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.

Conforme a lo anterior, en el Cuadro III. 2 se refleja la previsión de la retribución de la actividad de distribución del ejercicio 2022.

Cuadro III. 2. Retribución de la distribución para 2022

	Retribución provisional distribución 2022 (miles €)
Distribuidoras > 100.000 clientes	4.860.489
Distribuidoras < 100.000 clientes	395.098
TOTAL DISTRIBUCIÓN	5.255.587

Fuente: CNMC

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 2021 y 2022.

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 de la retribución específica para el cierre de 2021 y 2022

Respecto de la previsión de cierre del ejercicio 2021 y 2022 se realizan las siguientes consideraciones:

Esta 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 2021 y para 2022 se corresponde con 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 2021 y 2022, 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 2021, se ha seguido una evolución tendencial conforme a la información disponible al cierre de la liquidación provisional a cuenta 8/2021 del régimen retributivo específico, y por lo tanto obtenida con los parámetros publicados a la fecha.

En cuanto a la previsión de Retribución a la operación (Ro) del año 2021, y también de 2022, debe indicarse que existe un elevado grado de incertidumbre, ya que aquellas instalaciones cuya Ro depende de los precios de los combustibles (fundamentalmente cogeneraciones y tratamiento de residuos) se verían afectadas por la variación de los correspondientes parámetros retributivos. A la fecha de elaboración del presente informe, los últimos parámetros publicados corresponden al primer semestre del 2020. En la situación actual, con precios del gas natural muy elevados, la citada variación podría estar en el entorno de cientos de millones de euros, lo cual impide realizar un estimación ajustada a este respecto.

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) durante los trimestres tercero y cuarto 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.

Por otro lado, en lo relativo a las previsiones de retribución a la inversión del año 2022, dado que pertenece al mismo semiperíodo regulatorio que el 2021, se han mantenido los parámetros retributivos ahora aplicables, sin variaciones significativas, excepto descontar la retribución de las instalaciones que finalizan su vida útil regulatoria.

En cuanto a la previsión de Retribución a la operación (Ro) del año 2022, como se ha indicado anteriormente, se ha calculado a partir de los parámetros retributivos correspondientes al primer semestre del 2020, que son los últimos publicados.

La previsión de retribución específica para los territorios no peninsulares para el año 2022 se ha estimado en 154 millones de euros, cifra ligeramente menor que

la que figuraba en el acuerdo INF/DE/061/21 aprobado por la la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 10 de junio de 2021.

De acuerdo con todo lo anterior, se proporciona a continuación la correspondiente previsión tanto para el cierre del año 2021 como para el ejercicio 2022, con el detalle de los valores de potencia instalada, energía y retribución (desglosada por retribución a la inversión y retribución a la operación) para el total nacional y por sistemas (para el peninsular y para cada uno de los no peninsulares). A diferencia de la información enviada en años anteriores, y 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.

En el Cuadro III. 3 y el Cuadro III. 4 se muestran para el cierre del ejercicio 2021 y 2022 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.

Cuadro III. 3. Previsión para el cierre de 2021 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 31/12/2021 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE 3T y 4T	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.024	22.592	44	678	- 68	654
SOLAR FV	8.114	12.980	2.282	155	- 102	2.335
SOLAR TE	2.277	4.549	1.061	186	- 59	1.188
EOLICA	24.873	56.284	1.224	-	- 87	1.137
HIDRAULICA	1.975	5.075	68	-	- 4	64
BIOMASA	464	4.836	136	182	- 20	298
RESIDUOS	621	2.693	78	25	- 7	96
TRAT. RESIDUOS	549	3.870	4	231	- 16	219
OTRAS T. RENOV.	5	17	1	-	-	1
TOTAL	43.902	112.896	4.898	1.457	- 363	5.992

Península						
Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE 3T y 4T	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.008	22.552	44	676	- 67	653
SOLAR FV	7.874	12.614	2.176	148	- 98	2.226
SOLAR TE	2.277	4.549	1.061	186	- 59	1.188
EOLICA	24.489	55.289	1.198	-	- 85	1.113
HIDRAULICA	1.975	5.072	68	-	- 4	64
BIOMASA	461	4.827	135	182	- 20	297
RESIDUOS	544	2.427	66	25	- 7	84
TRAT. RESIDUOS	549	3.870	4	231	- 16	219
OTRAS TEC. RENOV.	5	17	1	-	-	1
TOTAL	43.182	111.217	4.753	1.448	- 356	5.845

Baleares

Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE 3T y 4T	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	40	-	2	- 1	1
SOLAR FV	77	113	35	2	- 1	36
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	4	2	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	1	-	-	1
RESIDUOS	75	253	12	-	-	12
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	166	409	48	4	- 2	50

Canarias

Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE 3T y 4T	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-	-
SOLAR FV	163	253	71	5	- 3	73
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	380	993	26	-	- 2	24
HIDRAULICA	-	3	-	-	-	-
BIOMASA	1	8	-	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	552	1.257	97	5	- 5	97

Ceuta y Melilla

Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE 3T y 4T	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,07	0,03	-	-	0,03
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	12,69	0,41	-	-	0,41
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2,23	12,76	0,44	-	-	0,44

Fuente: CNMC

Cuadro III. 4. Previsión 2022 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	4.238	20.978	44	645	689
SOLAR FV	8.114	12.980	2.282	155	2.437
SOLAR TE	2.277	5.039	1.061	206	1.267
EOLICA	22.043	49.922	1.223	-	1.223
HIDRAULICA	880	2.422	66	-	66
BIOMASA	454	5.069	135	192	327
RESIDUOS	546	2.669	78	27	105
TRAT. RESIDUOS	549	3.870	4	231	235
OTRAS T. RENOV.	5	17	1	-	1
TOTAL	39.106	102.966	4.894	1.456	6.350

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	4.222	20.938	44	643	687
SOLAR FV	7.874	12.614	2.176	148	2.324
SOLAR TE	2.277	5.039	1.061	206	1.267
EOLICA	21.737	49.102	1.197	-	1.197
HIDRAULICA	880	2.419	66	-	66
BIOMASA	451	5.060	134	192	326
RESIDUOS	469	2.403	66	27	93
TRAT. RESIDUOS	549	3.870	4	231	235
OTRAS TEC. RENOV.	5	17	1	-	1
TOTAL	38.464	101.462	4.749	1.447	6.196

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	40	-	2	2
SOLAR FV	77	113	35	2	37
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	2	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	1	-	1
RESIDUOS	75	253	12	-	12
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	166	409	48	4	52

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-
SOLAR FV	163	253	71	5	76
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	302	818	26	-	26
HIDRAULICA	-	3	-	-	-
BIOMASA	1	8	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	474	1.082	97	5	102

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,07	0,03	-	0,03
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	12,69	0,41	-	0,41
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,23	12,76	0,44	-	0,44

Fuente: CNMC

2.2 Retribución de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular correspondientes a los ejercicios 2017, 2018, 2019 y 2020

En lo que se refiere a las instalaciones de la categoría B³⁷ se indica que los datos del ejercicio 2017 se corresponden con la información remitida a la DGPEM el pasado 5 de julio. En particular, En lo que se refiere a las instalaciones con derecho a percepción del régimen retributivo específico en los TNP, se indicaba

³⁷ 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').

una retribución en concepto de extracoste para el ejercicio 2017 de 137.600.984,20 euros: el 50% (68.800.557,12 euros) de dicha retribución debe ser financiada con cargo a los PGE en virtud de lo dispuesto en la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE).

Por su parte, en lo que se refiere a retribución de las instalaciones de la categoría B para los ejercicios 2018, 2019 y 2020 la información se basa 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 febrero³⁸.

2.2.1 Ejercicio 2018

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2018 alcanzó los 1,27 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 143.420 miles €, de los cuales el 50% son financiados con cargo PGE, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016.

En el Cuadro III. 5 se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones en 2018, para el conjunto de los TNP y su desglose por sistemas.

³⁸ 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.

Cuadro III. 5. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al ejercicio 2018

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6	34	-	2	2
SOLAR FV	77	113	35	3	38
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	4	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	1	-	1
RESIDUOS	75	272	12	-	12
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	164	424	48	5	53

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	33	-	-	-	-
SOLAR FV	163	268	71	6	77
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	232	558	13	-	13
HIDRAULICA	-	3	-	-	-
BIOMASA	1	8	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	429	837	84	6	90

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,07	0,03	-	0,03
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	10,69	0,39	-	0,39
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,23	10,76	0,42	-	0,42

Fuente: CNMC

2.2.2 Ejercicio 2019

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2019 alcanzó los 1,82 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 161.420 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 2019, para el conjunto de los TNP y su desglose por sistemas.

Cuadro III. 6. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al ejercicio 2019

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2019 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	9	34	-	2	2
SOLAR FV	77	120	35	3	38
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	6	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	1	-	1
RESIDUOS	75	291	12	-	12
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	167	452	48	5	53

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2019 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-
SOLAR FV	163	274	71	5	76
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	380	1.070	32	-	32
HIDRAULICA	-	4	-	-	-
BIOMASA	1	8	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	552	1.356	103	5	108

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2019 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	-	0,03
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	10,79	0,39	-	0,39
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,23	10,87	0,42	-	0,42

Fuente: CNMC

2.2.3 Ejercicio 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 154.440 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 desglosada por sistema.

Cuadro III. 7. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al ejercicio 2020

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2020 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	34	-	2	2
SOLAR FV	77	116	35	2	37
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	4	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	1	-	1
RESIDUOS	75	228	12	-	12
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	166	383	48	4	52

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2020 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-
SOLAR FV	163	253	71	4	75
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	380	983	27	-	27
HIDRAULICA	-	3	-	-	-
BIOMASA	1	8	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	552	1.247	98	4	102

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2020 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	-	0,03
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	-	0,44

Fuente: CNMC

2.3 Previsión del impacto de la aplicación de la aplicación de la DT8ª del Real Decreto 413/2014

La disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, establece la aplicación transitoria del régimen económico contemplado en los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008, normas que este propio Real Decreto-ley derogaba.

Según este Real Decreto-ley, el régimen transitorio se debería aplicar al periodo comprendido entre la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, el 14 de julio de 2013 y la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos con régimen económico primado. Por tanto, el periodo transitorio se aplicó a la energía producida entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014. La disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014 definía la metodología para realizar estas reliquidaciones, estableciendo cantidades máximas mensuales a facturar que dependían de la retribución que recibiera cada instalación. Aunque posteriormente se modificó la redacción de la citada disposición transitoria para agilizar la recuperación de estas cantidades.

En cuanto a la información solicitada respecto a las reliquidaciones a aplicar, en su caso, en 2020 y 2021 conforme a lo previsto en la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (RD 413/2014), se hace ver que la facturación correspondiente a dicha disposición concluyó al inicio del ejercicio 2020.

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”³⁹, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio⁴⁰ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) para los ejercicios 2018 al 2022, cuantificando, en cada caso, la compensación incurrida y prevista con incidencia en la previsión de la tarifa de sector eléctrico para el año 2022.

³⁹ 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.

⁴⁰ 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.

Al respecto, se realizan las siguientes consideraciones:

- Los datos del ejercicio 2018 (costes incurridos e ingresos realizados) se corresponden con las liquidaciones mensuales de despacho C6⁴¹ que realiza el Operador del Sistema (OS) a cuenta de la definitiva a las instalaciones de esta categoría.
- Los datos del ejercicio 2019 (costes incurridos e ingresos realizados) se basan en las liquidaciones mensuales de despacho C5 y C6⁴² que realiza el OS a cuenta de la definitiva a las instalaciones de esta categoría, las cuales, de acuerdo con la nueva redacción del artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015 dada por el punto cinco de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio⁴³, ya incluyen el importe de la retribución por otros costes operativos (financiación OS, Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, etc.) definidos en el artículo 36⁴⁴ del precitado RD

⁴¹ '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 2018 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C6 para los doce meses del año.

⁴² En el caso de 2019 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C6 para los primeros 11 meses del año y C5 para el mes de diciembre.

⁴³ 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.

⁴⁴ El artículo 36 del RD 738/2015 establece que la retribución por 'otros costes operativos' incluye:

- Los costes de peajes de acceso a las redes que deben satisfacer los productores de energía eléctrica en aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, en desarrollo del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Desde el 25 de enero de 2020, el referido peaje ha sido eliminado por la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.
- Los costes de financiación al OS establecidos bien en las correspondientes ordenes por las que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica bien en la Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico y

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, de Impuestos Especiales.

- Análogamente, los datos del ejercicio 2020 se basan en las liquidaciones mensuales C5 y C3 que realiza el OS⁴⁵ a cuenta de la definitiva para las instalaciones de generación en los TNP.
- Los importes del ejercicio 2021 han sido calculados con los valores de las liquidaciones mensuales C2 y C3 realizadas por el OS⁴⁶ para el periodo enero-julio, y con previsiones para el periodo agosto-diciembre.
- Las previsiones del ejercicio 2022 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 2022 [INF/DE/064/21]» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en su sesión de 10 de junio de 2021; se ha actualizado la estimación realizada entonces con la mejor información disponible a la fecha de redacción de este documento.

3.1 Ejercicio 2017

En lo que se refiere a la previsión del extracoste de generación en los TNP del año 2017, se indica que, con fecha 10 de junio de 2021, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 72.3 del RD 738/2015, y en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto⁴⁷, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el «Informe sobre reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de Endesa, S.A.

-
- Los costes de tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad: impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE), de carácter directo y naturaleza real, que grava con un 7% la realización de actividades de producción e incorporación al sistema de energía eléctrica, incluidos el sistema eléctrico peninsular y los territorios insulares y extrapeninsulares. Los Reales Decretos-leyes 12 y 17/2021 suspenden, durante el último semestre de 2021, el referido IVPEE.

⁴⁵ En el caso de 2020 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C5 para los diez primeros meses del año y C3 para los meses de noviembre y diciembre.

⁴⁶ En el caso de 2021 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C3 para los tres primeros meses del año y C2 para los meses de mayo a julio.

⁴⁷ Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a Presupuestos Generales del Estado.

correspondientes al ejercicio 2017» [INF/DE/093/18]⁴⁸, en el cual se se proponía un resultado de 250.711.901,05 euros a ingresar a ENDESA.

Asimismo, con fecha 5 de julio de 2021, la Dirección de Energía de esta Comisión remitió oficio en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM sobre el reconocimiento de los costes e ingresos definitivos de las instalaciones de generación en los TNP de los grupos titularidad de Servicios Energéticos de Alta Eficiencia, S.A. (que opera la cogeneración asociada a la refinería de CEPSA en Santa Cruz de Tenerife (COTESA) y de Gorona del Viento, S.A. (que opera la central hidroeléctrica ubicada en la isla de El Hierro), así como de aquellas que tienen reconocido un régimen retributivo específico correspondientes al ejercicio 2017. Se hace notar que GORONA y COTESA no cursaron ante la DGPEM la solicitud a la que se refiere el apartado 3.c)⁴⁹ del artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones') del RD 738/2015.

En dicho oficio se proponía que el importe de: i) los costes definitivos de las instalaciones de generación titularidad de COTESA y GORONA para el referido ejercicio ascendiera a un monto total de 14.455,46 euros para la primera y 14.432.687,91 euros para la segunda y ii) los ingresos totales percibidos a cuenta por dichas plantas ascienden a un total de 213,39 euros y 13.382.217,87 euros, respectivamente.

En lo que se refiere a las instalaciones con derecho a percepción del régimen retributivo específico en los TNP, se indicaba una retribución en concepto de extracoste para el ejercicio 2017 de 137.600.984,20 euros: el 50% (68.800.557,12 euros) de dicha retribución debe ser financiada con cargo a los PGE en virtud de lo dispuesto en la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE).

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, no procede la remisión de información adicional a este respecto, remitiéndose a la lectura del informe precitado.

3.2 Ejercicio 2018

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 2018 alcanzó los 12,80 TWh, de acuerdo con las liquidaciones mensuales de despacho del OS, con unos

⁴⁸ <https://www.cnmc.es/expedientes/infide09318>.

⁴⁹ «Los titulares de las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional solicitarán a la Dirección General de Política Energética y Minas que apruebe la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para sus instalaciones en el plazo máximo de un mes desde la publicación por parte del operador del sistema de las liquidaciones con base en medidas definitivas. Esta solicitud irá acompañada de la información requerida en el presente real decreto y será remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para informe.»

costes totales de generación de 2.135.250 miles € (costes fijos 471.537 miles € y costes variables 1.663.713 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 649.027 miles € correspondientes a Baleares, 1.385.692 miles € a Canarias y 100.531 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.663.713 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación determinados por el OS en sus liquidaciones mensuales de despacho (1.521.752 miles €) y ii) por otro lado, de los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% —una vez elevado a íntegro— calculado de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional sexta⁵⁰ del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre⁵¹ (Real Decreto-ley 15/2018) y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 141.961 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.

En relación con el impuesto especial sobre hidrocarburos, se indica que el punto cuatro de la Disposición final primera (‘Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales’) del Real Decreto-ley 15/2018, establece su exención para la producción de electricidad en centrales eléctricas (o para la cogeneración de electricidad y calor en centrales combinadas), si bien está condicionada a que sea solicitada por el titular de la planta ante la oficina gestora, y esta la autorice. Las solicitudes de exención fueron presentadas el 8 de octubre de 2018 (la referida norma entró en vigor el día 7), por lo que se ha procedido a descontar en el cálculo de este impuesto exclusivamente la parte correspondiente al último trimestre de 2018. La cuantía a minorar por este concepto ascendería a 2.565 miles de euros.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP en el año 2018 alcanzan un total de 1.942.447 miles € (570.543 miles € correspondientes a Baleares, 1.278.168 miles € a Canarias y 93.736 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 (842.365 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.100.082 miles €), los cuales se desglosan en 550.041 miles € a cargo de PGE y en 550.041

⁵⁰ La Disposición adicional sexta (‘Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el ejercicio de 2018’) establece que «Para el ejercicio 2018, la base imponible del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación en el periodo impositivo minorada en las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el último trimestre natural.»

⁵¹ Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

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 calcularon de conformidad con lo dispuesto en la redacción original del artículo 72.4.b)⁵² del RD 738/2015.

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo negativo de 192.803 miles € (1.942.447 miles € - 2.135.250 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2018 asciende a 1.292.885 miles €, (346.896 miles € correspondientes a Baleares, 871.774 miles € a Canarias y 74.215 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.135.250 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 842.365 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.

⁵² La redacción original del apartado 4 b) del artículo 72 del Real decreto 738/2015, de 31 de julio disponía que la cuantía de los pagos provisionales mensuales con cargo al sistema se determinara como «*la diferencia entre la retribución acumulada hasta ese mes, la cuantía liquidada en el despacho de producción por el operador del sistema y la cuantía con cargo a los Presupuestos Generales del Estado correspondiente a los mismos meses conforme a lo previsto en el artículo 4.a) del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.*»

Cuadro III.8. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares correspondiente al ejercicio 2018

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.426	7.967	410	12.803
Coste generación SNP (A)	miles €	649.027	1.385.692	100.531	2.135.250
Retribución costes fijos	miles €	208.560	228.791	34.186	471.537
Retribución costes variables	miles €	440.467	1.156.901	66.345	1.663.713
Costes variables de generación (1)	miles €	381.902	1.079.273	60.577	1.521.752
Peaje de acceso	miles €	2.213	3.984	205	6.402
Financiación OS	miles €	947	1.044	64	2.055
Impuestos especiales	miles €	19.601	0	0	19.601
Impuesto a la producción (7%)	miles €	35.804	72.600	5.499	113.903
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	302.131	513.918	26.316	842.365
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	346.896	871.774	74.215	1.292.885
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	268.412	764.250	67.420	1.100.082
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	134.206	382.125	33.710	550.041
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	134.206	382.125	33.710	550.041
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	-78.484	-107.524	-6.795	-192.803

Fuente: CNMC

3.3 Ejercicio 2019

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 2019 alcanzó los 11,90 TWh, con unos costes totales de generación de 2.075.658 miles € (costes fijos 462.935 miles € y costes variables 1.612.723 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 597.576 miles € correspondientes a Baleares, 1.374.968 miles € a Canarias y 103.114 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.612.723 €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del RD 647/2020 —además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por `otros costes operativos (financiación del OS, peaje de acceso, Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, etc.)` 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. De acuerdo con lo anterior, no se detalla el desglose de dichos conceptos a partir de este ejercicio y siguientes.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones 'categoría A' en los TNP en el año 2019 alcanzan un total de 2.015.905 miles € (577.935 miles € correspondientes a Baleares, 1.337.213 miles € a Canarias y 100.757 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 (674.315 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.341.590 miles €), lo cuales se desglosan en 646.559 miles € a cargo de PGE⁵³ y en 695.031 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 la nueva redacción del artículo 72.4.b) del RD 738/2015, dada por el punto seis de la repetida 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 negativo de 59.753 miles € (2.015.905 miles € - 2.075.658 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2019 asciende a 1.401.343 miles €, (361.979 miles € correspondientes a Baleares, 958.665 miles € a Canarias y 80.699 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.075.658 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 674.315 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.

⁵³ La cantidad que es objeto de financiación presupuestaria es igual a 695.031 miles de euros. Quedaría pendiente de liquidar un total de 48.473 miles de euros entre todos los productores categoría A, debido a la limitación de los libramientos presupuestarios realizados por el Tesoro.

Cuadro III.9. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares correspondiente al ejercicio 2019

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.011	7.484	406	11.901
Coste generación SNP (A)	miles €	597.576	1.374.968	103.114	2.075.658
Retribución costes fijos	miles €	205.688	223.760	33.487	462.935
Retribución costes variables (1)	miles €	391.888	1.151.208	69.627	1.612.723
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	235.597	416.303	22.415	674.315
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	361.979	958.665	80.699	1.401.343
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	342.338	920.910	78.342	1.341.590
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	162.659	445.684	38.216	646.559
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	179.679	475.226	40.126	695.031
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	-19.641	-37.755	-2.357	-59.753

Fuente: CNMC

3.4 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 1.524.166 miles € (costes fijos 454.688 miles € y costes variables 1.069.478 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 465.643 miles € correspondientes a Baleares, 980.954 miles € a Canarias y 77.569 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.069.478 €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del RD 647/2020 —además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por 'otros costes operativos (financiación del OS, 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 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 enero, 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 1.523.708 miles € (465.288 miles € correspondientes a Baleares, 980.864 miles € a Canarias y 77.556 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 (454.942 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 la nueva redacción del artículo 72.4.b) del RD 738/2015, 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 negativo de 458 miles € (1.523.708 - 1.524.166 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2020 asciende a 1.069.224 miles €, (316.923 miles € correspondientes a Baleares, 691.686 miles € a Canarias y 60.615 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.524.166 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 454.942 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 eléctricos no peninsulares correspondiente al ejercicio 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 €	465.643	980.954	77.569	1.524.166
Retribución costes fijos	miles €	200.935	223.367	30.386	454.688
Retribución costes variables (1)	miles €	264.708	757.587	47.183	1.069.478
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	148.720	289.268	16.954	454.942
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	316.923	691.686	60.615	1.069.224
Retribución adicional SNP (A) - (B)	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 €	-355	-90	-13	-458

Fuente: CNMC

3.5 Previsión de cierre 2021

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 2021, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c a partir de instalaciones ‘categoría A’ en los TNP durante 2021 alcance los 10,78 TWh.

Los costes totales de generación se estiman en 2.296.276 miles de € (costes fijos 404.574 miles € y costes variables 1.891.702 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 2021 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 2021 y previsión de 2022 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 fuerte incremento experimentado en el ejercicio 2021 —especialmente el segundo semestre—por i) los precios de los combustibles (gas natural y resto de combustibles fósiles) y ii) los derechos de emisión, ascendiendo estos últimos a 51,04 €/t CO₂ de acuerdo con la plataforma SENDECO2 para los meses de enero a septiembre 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 (1.891.702 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.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones `categoría A´ en los TNP en el año 2021 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzarían un total de 1.564.421 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 578.328 miles € correspondientes a Baleares, 931.699 miles € a Canarias y 54.394 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

La previsión de ingresos se ha elaborado teniendo en cuenta los pagos reales realizados por el OS entre los meses de enero a septiembre de 2021 por la energía producida en esos meses. Asimismo, para los meses de octubre a diciembre, se ha considerado la demanda prevista por esta CNMC y un PMP estimado igual a 227,13 €/MWh para dichos meses, el cual ha sido obtenido como el promedio de los precios base de los futuros publicados por OMIP a fecha 15 de octubre de 2021. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2020 (último año natural completo disponible), lo cual da lugar a precios de 313,42 €/MWh en Baleares, 292,28 €/MWh en Canarias y 286,39 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2021 asciende a 731.855 miles €, (76.873 miles € correspondientes a Baleares, 594.353 miles € a Canarias y 60.629 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.296.276 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 1.564.421 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.11. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares prevista para el cierre de 2021

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.942	6.443	391	10.776
Coste generación SNP (A)	miles €	655.201	1.526.052	115.023	2.296.276
Retribución costes fijos	miles €	174.228	196.904	33.442	404.574
Retribución costes variables (1)	miles €	480.973	1.329.148	81.581	1.891.702
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	578.328	931.699	54.394	1.564.421
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	76.873	594.353	60.629	731.855
Financiada con cargo a PGE	miles €	38.437	297.176	30.315	365.928
Financiada con cargo a peajes de acceso	miles €	38.437	297.176	30.315	365.928

Fuente: CNMC

3.6 Previsión 2022

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 2022 [INF/DE/064/21]⁵⁴» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 10 de junio de 2021, 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 al fuerte incremento experimentado por los precios de los combustibles en los últimos meses— y ii) el PMP para el ejercicio 2022.

Esta nueva previsión de retribución adicional, inferior a la proporcionada en junio, se basa en la estimación para el 2022 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 2021 y previsión de 2022 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, y ii) el fuerte incremento experimentado por los precios del mercado mayorista y de los derechos de emisión, que para el ejercicio 2022 se prevé remita en parte, pero se mantenga aún en niveles elevados, de acuerdo con los futuros negociados en OMIP y la entidad *European Energy Exchange* (EEX), respectivamente. Se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones

⁵⁴ <https://www.cnmc.es/expedientes/infde06421>

‘categoría A’ en los TNP durante 2022 alcance los 10,38 TWh, cuantía inferior en 0,40 TWh a su homóloga en 2021.

Los costes totales de generación se estiman en 2.729.988 miles € (costes fijos 363.223 miles € y costes variables 2.366.765 miles €). Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (2.366.765 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.

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 alcanzan un total de 1.877.400 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 636.647 miles € correspondientes a Baleares, 1.172.410 miles € a Canarias y 68.343 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2022 es igual a 137,5 €/MWh, el cual se corresponde con el previsto en el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación año 2022 de fecha 15 de octubre de 2021. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2020, lo cual da lugar a precios de 189,74 €/MWh en Baleares, 176,94 €/MWh en Canarias y 173,37 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2022 ascendería a 852.588 miles €, (113.882 miles € correspondientes a Baleares, 671.049 miles € a Canarias y 67.657 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.729.988 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 1.877.400 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 eléctricos no peninsulares prevista para 2022

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.355	6.626	394	10.376
Coste generación SNP (A)	miles €	750.529	1.843.459	136.000	2.729.988
Retribución costes fijos	miles €	139.030	188.493	35.700	363.223
Retribución costes variables (1)	miles €	611.499	1.654.966	100.300	2.366.765
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	636.647	1.172.410	68.343	1.877.400
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	113.882	671.049	67.657	852.588
Financiada con cargo a PGE	miles €	56.941	335.525	33.829	426.294
Financiada con cargo a peajes de acceso	miles €	56.941	335.525	33.829	426.294

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 normativa vigente a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2021 y 2022 (véase Cuadro III.13).

Cuadro III.13. Previsión de cierre de 2021 y 2022 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear

	Previsión de cierre 2021		Previsión 2022	
	2021 (miles €)		2022 (miles €)	
Previsión de ingresos (1) (2)	11.546.168		11.423.737	
Concepto de coste	%	Importe cuotas (miles €)	%	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	17.319	0,150	17.136
2ª parte de combustible nuclear	0,001	115	0,001	114

Fuente: CNMC

- (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 2022 se corresponde con los ingresos necesarios para cubrir los costes de acceso previstos para el ejercicio, descontados los ingresos externos y sin considerar desvíos de ejercicios anteriores.

5 Anualidades para la financiación del déficit

5.1 Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2022 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 94.013,64 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 2021 (-0,553%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 0,097%. Tanto el tipo de interés como la anualidad deberán ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre (véase Cuadro III.14).

Cuadro III.14. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2022

TITULIZACION DEL DEFICIT EX-ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008		
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-21 (miles de euros)		
(+) IdPC a 31-12-20	230.857,21	Importe definitivo pendiente de cobro 31-12-20 según consta en la Resolución de 22 de marzo de 2021 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(n) 2020 + difer (%)	0,122%	Media del euribor a 3 meses de noviembre 2020, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2021	281,65	Intereses devengados en el año 2021 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 2021	94.042,56	Anualidad año 2021 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
(=) IPC a 31-12-21	137.096,30	Importe pendiente de cobro a 31-12-2021
ANUALIDAD PROVISIONAL 2022 (miles de euros)		
i(N) 2021 + difer.	0,097%	Media del euribor a 3 meses del 1 al 30 de septiembre de 2021, Act 365. más diferencial resultante de subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
p	1,46	Número de pagos anuales pendientes
ANUALIDAD 2022	94.013,64	

Fuente: CNMC y Resolución de 22 de marzo de 2021 de la DGPEM

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 el año 2021 no se ha realizado ninguna nueva emisión de FADE.

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2021 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 2021, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2020, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro III.15. Importe pendiente de cobro a 31/12/2021 de los derechos de cobro cedidos a FADE.

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2020 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses (€)	Anualidad 2021 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2021 (€)
1ª	815.115.230,74	2,562%	20.883.252,21	173.487.811,50	662.510.671,46
2ª	826.305.912,72	2,562%	21.169.957,48	173.309.170,99	674.166.699,21
3ª	838.134.643,44	2,562%	21.473.009,56	172.963.308,75	686.644.344,26
4ª	430.448.932,22	2,562%	11.028.101,64	86.668.779,33	354.808.254,54
5ª	683.601.307,19	2,562%	17.513.865,49	129.164.196,75	571.950.975,93
6ª	146.219.520,73	2,562%	3.746.144,12	27.061.283,86	122.904.380,99
7ª	44.495.178,07	2,562%	1.139.966,46	8.234.855,63	37.400.288,90
8ª	56.821.521,21	2,562%	1.455.767,37	10.450.348,05	47.826.940,53
9ª	44.748.660,52	2,562%	1.146.460,68	8.204.323,58	37.690.797,63
10ª	267.105.387,74	2,562%	6.843.240,03	48.744.074,04	225.204.553,73
11ª	68.550.520,41	2,562%	1.756.264,33	12.509.787,51	57.796.997,23
12ª	118.693.184,06	2,562%	3.040.919,38	21.297.946,69	100.436.156,75
13ª	107.392.578,56	2,562%	2.751.397,86	19.270.200,14	90.873.776,28
14ª	174.097.105,09	2,562%	4.460.367,83	31.192.090,61	147.365.382,31
15ª	78.251.290,50	2,562%	2.004.798,06	13.998.663,90	66.257.424,67
16ª	76.786.367,92	2,562%	1.967.266,75	13.736.598,46	65.017.036,21
17ª	95.307.383,07	2,562%	2.441.775,15	17.049.891,63	80.699.266,59
18ª	112.745.336,36	2,562%	2.888.535,52	20.138.956,75	95.494.915,13
19ª	277.995.681,37	2,562%	7.122.249,36	49.581.640,71	235.536.290,01
20ª	63.362.490,02	2,562%	1.623.346,99	11.300.953,31	53.684.883,71
21ª	60.009.094,33	2,562%	1.537.433,00	10.670.684,95	50.875.842,38
22ª	407.993.883,40	2,562%	10.452.803,29	72.223.084,71	346.223.601,98
25ª	40.916.631,98	2,562%	1.048.284,11	6.579.901,37	35.385.014,72
26ª	59.397.766,28	2,562%	1.521.770,77	9.526.469,48	51.393.067,57
27ª	932.101.201,98	2,562%	23.880.432,79	148.311.183,31	807.670.451,47
28ª	53.160.605,36	2,562%	1.361.974,71	8.436.409,03	46.086.171,04
29ª	86.189.353,30	2,562%	2.208.171,23	13.624.273,37	74.773.251,16
30ª	90.160.444,03	2,562%	2.309.910,58	14.214.826,09	78.255.528,51
31ª Cesión	376.245.797,62	2,562%	9.639.417,34	59.011.857,91	326.873.357,05
32ª	47.765.003,13	2,562%	1.223.739,38	7.424.370,06	41.564.372,45
33ª	92.247.262,95	2,562%	2.363.374,88	14.320.132,49	80.290.505,34
34ª	37.062.474,38	2,562%	949.540,59	5.753.444,89	32.258.570,09
35ª	52.746.479,37	2,562%	1.351.364,80	8.167.272,98	45.930.571,19
36ª	48.394.654,13	2,562%	1.239.871,04	7.436.547,97	42.197.977,20
37ª	823.343.275,34	2,562%	21.094.054,71	126.359.024,86	718.078.305,19
38ª	41.599.978,88	2,562%	1.065.791,46	6.344.355,30	36.321.415,04
39ª	1.000.294.145,92	2,562%	25.627.536,02	151.416.082,46	874.505.599,48
40ª Cesión	35.321.805,56	2,562%	904.944,66	5.333.475,15	30.893.275,07
41ª	1.167.673.928,62	2,562%	29.915.806,05	167.839.861,72	1.029.749.872,95
42ª	155.375.213,98	2,562%	3.980.712,98	22.255.580,74	137.100.346,22
43ª	260.575.596,43	2,562%	6.675.946,78	37.324.236,45	229.927.306,76
44ª	178.729.386,10	2,562%	4.579.046,87	25.600.777,51	157.707.655,46
45ª Cesión	648.308.711,58	2,562%	16.609.669,19	92.220.099,07	572.698.281,70
Total FADE	12.021.790.926,60	-	307.998.283,54	2.068.758.834,06	10.261.030.376,08

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2022 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 4,07 años para la emisión 1ª y 6,85 años para la emisión 45ª), y el tipo de interés de actualización, que asciende al 1,868%, 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 2021, 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 2021, 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 2021 y 17 de septiembre de 2021.

La anualidad de FADE para 2022 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 2022.

Cuadro III.16. Anualidades provisionales para 2022 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2021 (€)	Tipo de interés (%)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2022 (€)
1ª	662.510.671,46	1,868%	4,07	170.560.228,14
2ª	674.166.699,21	1,868%	4,15	170.339.722,24
3ª	686.644.344,26	1,868%	4,24	169.949.443,07
4ª	354.808.254,54	1,868%	4,38	85.119.394,35
5ª	571.950.975,93	1,868%	4,76	126.697.027,41
6ª	122.904.380,99	1,868%	4,89	26.533.085,62
7ª	37.400.288,90	1,868%	4,89	8.074.122,82
8ª	47.826.940,53	1,868%	4,93	10.245.030,50
9ª	37.690.797,63	1,868%	4,95	8.042.607,18
10ª	225.204.553,73	1,868%	4,98	47.778.583,91
11ª	57.796.997,23	1,868%	4,98	12.262.001,97
12ª	100.436.156,75	1,868%	5,09	20.868.583,19
13ª	90.873.776,28	1,868%	5,09	18.881.715,73
14ª	147.365.382,31	1,868%	5,10	30.562.263,65
15ª	66.257.424,67	1,868%	5,11	13.715.556,27
16ª	65.017.036,21	1,868%	5,11	13.458.790,82
17ª	80.699.266,59	1,868%	5,11	16.705.076,27
18ª	95.494.915,13	1,868%	5,12	19.731.023,60
19ª	235.536.290,01	1,868%	5,13	48.575.731,41
20ª	53.684.883,71	1,868%	5,13	11.071.680,26
21ª	50.875.842,38	1,868%	5,15	10.453.515,59
22ª	346.223.601,98	1,868%	5,18	70.746.269,46
25ª	35.385.014,72	1,868%	5,86	6.431.091,95
26ª	51.393.067,57	1,868%	5,88	9.310.416,12
27ª	807.670.451,47	1,868%	5,94	144.919.345,81
28ª	46.086.171,04	1,868%	5,96	8.242.935,20
29ª	74.773.251,16	1,868%	5,99	13.310.528,67
30ª	78.255.528,51	1,868%	6,01	13.886.580,32
31ª Cesión	326.873.357,05	1,868%	6,05	57.641.685,10
32ª	41.564.372,45	1,868%	6,12	7.250.339,92
33ª	80.290.505,34	1,868%	6,13	13.984.009,47
34ª	32.258.570,09	1,868%	6,13	5.618.399,68
35ª	45.930.571,19	1,868%	6,15	7.975.053,02
36ª	42.197.977,20	1,868%	6,21	7.260.113,65
37ª	718.078.305,19	1,868%	6,22	123.357.121,28
38ª	36.321.415,04	1,868%	6,27	6.192.629,51
39ª	874.505.599,48	1,868%	6,33	147.766.236,51
40ª Cesión	30.893.275,07	1,868%	6,35	5.204.576,06
41ª	1.029.749.872,95	1,868%	6,76	163.566.598,12
42ª	137.100.346,22	1,868%	6,79	21.686.845,98
43ª	229.927.306,76	1,868%	6,79	36.370.426,67
44ª	157.707.655,46	1,868%	6,79	24.946.557,24
45ª Cesión	572.698.281,70	1,868%	6,85	89.846.049,99
Total FADE	10.261.030.376,08	-	-	2.025.138.993,73

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 2021 y 2022.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión 99,5 M€ en 2021 y 82,4 M€ para los años 2021 y 2022, respectivamente (véase Cuadro III.17).

A efectos del cobro del incentivo a la inversión se ha tenido en cuenta que en el ejercicio 2021 pierden el derecho de cobro los dos grupos de ciclo combinado de Plana de Vent y los tres grupos de Sagunto (los grupos 2 y 3 a finales de año) y durante 2022 el grupo 3 de Castejón y el grupo de Escatrón Fase I (turbina de gas).

Cuadro III.17. Derecho de cobro de los Pagos por capacidad estimados para los años 2021 y 2022

Pagos por capacidad (miles de €)	2021	2022
Incentivo inversión	99.456	82.406
Hidráulica	10.633	10.633
CCG	88.823	71.773
Total	99.456	82.406

Fuente: CNMC y OS

Por otra parte, en el Cuadro III.18 se muestra los ingresos de los pagos por capacidad para 2021 y 2022. Por lo que se refiere al año 2021 éstos se han calculado en dos tramos, por una parte se han aplicado los precios de los pagos por capacidad establecidos en la Orden IET/2735/2015 a la demanda en consumo real para el sistema peninsular⁵⁵ de enero a mayo de 2021, una vez ha sido incrementada con los coeficientes de pérdidas estándares incrementados por los coeficientes k ⁵⁶. Para el cálculo de los ingresos de los pagos por capacidad para el período de junio a diciembre de 2021 se han aplicado los precios de los pagos por capacidad establecidos en la Orden TED/371/2021 a la demanda en consumo prevista para el sistema peninsular del año 2021, una vez

⁵⁵ La previsión de ingresos por pagos por capacidad se aplica a la demanda peninsular porque en las liquidaciones de OS los ingresos de pagos por capacidad de los TNP están incluidos en la liquidación de los TNP.

⁵⁶ Los coeficientes k se corresponden con los registrados en el periodo comprendido entre enero y mayo de 2021.

ha sido incrementada con los coeficientes de pérdidas estándares de la Circular 3/2020. El resultado obtenido se ha prorrateado por siete doceavos para calcular los ingresos de los pagos por capacidad de junio a diciembre de 2021.

Cuadro III.18. Ingresos procedentes de la aplicación de precios por los pagos por capacidad estimados para el ejercicio 2021

Ingreso por pagos por capacidad (miles de €)	ene-may 2021	jun-dic 2021	Total 2021
BAJA TENSION	185.578	41.266	226.843
2.0 TD	128.887	27.141	156.028
3.0 TD	56.691	14.118	70.809
3.0 TDVE		6	6
ALTA TENSION	74.241	17.190	91.431
6.1 TD	46.249	10.124	56.372
6.1 TDVE		5	5
6.2 TD	12.693	3.283	15.976
6.3 TD	5.466	1.398	6.864
6.4 TD	9.834	2.380	12.214
TOTAL	259.818	58.456	318.274

Fuente: CNMC

Por lo que se refiere a los ingresos de los pagos por capacidad para 2022, 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.

Por último, en el Cuadro III.19 se muestra el superávit de los pagos por capacidad previsto para el cierre de 2021 y 2022, ambos en términos anuales.

Cuadro III.19. Previsión del superávit de los pagos por capacidad para 2021 y 2022

	2021	2022
Déficit (-)/ Superavit (+) Pagos por Capacidad (miles €) (A) - (B)	218.818	-
Ingresos Pagos por capacidad (A)	318.274	82.406
Coste Pagos por Capacidad (B)	99.456	82.406
Incentivo a la inversión	99.456	82.406
Incentivo a la disponibilidad	n.a.	n.a.

Fuente: CNMC

ANEXO IV. PREVISIÓN SOBRE EL NÚMERO DE CLIENTES, POTENCIAS CONTRATADAS Y CONSUMOS DE LOS CLIENTES ACOGIDOS A PVPC DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA

Cuadro IV.1. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema peninsular

AÑO 2020			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	9.509.055	35.272	19.431.774
PVPC con DHA	1.048.042	4.850	4.525.192
PVPC con DHS	3.091	15	13.309
Total	10.560.188	40.136	23.970.275

AÑO 2021			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	10.388.512	38.715	23.861.652
Total	10.388.512	38.715	23.861.652

AÑO 2022			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	10.309.188	38.216	23.879.234
Total	10.309.188	38.216	23.879.234

Fuente: CNMC

Cuadro IV.2. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema balear

AÑO 2020			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	200.898	948	533.951
PVPC con DHA	16.721	84	75.285
PVPC con DHS	132	1	510
Total	217.750	1.032	609.746

AÑO 2021			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	213.368	1.016	685.430
Total	213.368	1.016	685.430

AÑO 2022			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	210.637	999	695.836
Total	210.637	999	695.836

Fuente: CNMC

Cuadro IV.3. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema canario

AÑO 2020			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	490.733	1.812	1.056.810
PVPC con DHA	22.491	94	99.985
PVPC con DHS	384	2	1.659
Total	513.608	1.908	1.158.454

AÑO 2021			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	497.178	1.845	1.095.591
Total	497.178	1.845	1.095.591

AÑO 2022			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	487.240	1.805	1.064.983
Total	487.240	1.805	1.064.983

Fuente: CNMC

Cuadro IV.4. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema ceutí

AÑO 2020			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	nd	nd	nd
PVPC con DHA	nd	nd	nd
PVPC con DHS	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

AÑO 2021			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

AÑO 2022			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

Fuente: CNMC

Cuadro IV.5. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema melillense

AÑO 2020

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	nd	nd	nd
PVPC con DHA	nd	nd	nd
PVPC con DHS	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

AÑO 2021

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

AÑO 2022

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
PVPC	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

Fuente: CNMC

ANEXO V. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2020

BALANCES DE POTENCIA. Año 2020

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	27.845	11.939	6.633	6.587	0	2.321	6,39%	365	1,33%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	5.814	0	5.614	10.702	0	1.176	3,24%	260	1,49%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.926	0	0	14.889	5	2.940	8,09%	339	1,90%
1 kV < NT < 30 kV	1.113	0	0	0	23.768	8.669	23,85%	854	2,63%
NT ≤ 1 kV	41	0	0	0	0	21.236	58,43%	2.577	12,14%
Total	40.739	11.939	12.247	32.178	23.772	36.343	100,00%	4.395	

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	25.935	11.218	6.528	6.412	0	1.602	4,49%	176	0,68%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.215	0	4.550	9.596	0	1.056	2,96%	229	1,51%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.618	0	0	13.580	4	2.855	7,99%	257	1,56%
1 kV < NT < 30 kV	1.791	0	0	0	19.983	10.725	30,03%	671	2,19%
NT ≤ 1 kV	1.558	0	0	0	0	19.470	54,53%	2.075	10,66%
Total	39.118	11.218	11.078	29.588	19.987	35.708	100,00%	3.409	

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	25.385	10.656	6.447	5.958	0	2.142	6,16%	182	0,72%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.242	0	4.436	8.945	0	1.289	3,71%	228	1,55%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.613	0	0	12.216	4	3.026	8,70%	252	1,65%
1 kV < NT < 30 kV	1.885	0	0	0	17.781	10.641	30,60%	582	2,05%
NT ≤ 1 kV	1.630	0	0	0	0	17.677	50,83%	1.739	9,84%
Total	37.756	10.656	10.884	27.119	17.785	34.774	100,00%	2.982	

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	25.231	10.615	6.376	5.978	0	2.084	6,06%	179	0,72%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.021	0	4.319	8.831	0	1.264	3,68%	223	1,55%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.664	0	0	12.126	4	2.981	8,68%	247	1,63%
1 kV < NT < 30 kV	1.801	0	0	0	17.784	10.367	30,17%	585	2,08%
NT ≤ 1 kV	1.613	0	0	0	0	17.666	51,41%	1.735	9,82%
Total	37.330	10.615	10.694	26.935	17.788	34.361	100,00%	2.969	

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	19.779	8.095	4.516	4.663	0	2.311	7,90%	194	0,99%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.487	0	3.985	7.213	0	1.162	3,97%	222	1,79%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.628	0	0	11.044	3	2.929	10,01%	153	1,10%
1 kV < NT < 30 kV	1.248	0	0	0	14.667	9.015	30,80%	487	2,06%
NT ≤ 1 kV	578	0	0	0	0	13.849	47,32%	1.399	10,10%
Total	31.721	8.095	8.502	22.921	14.671	29.265	100,00%	2.455	

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	23.800	9.984	5.646	5.187	0	2.822	9,02%	162	0,69%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.591	0	4.662	8.407	0	1.247	3,99%	258	1,80%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.115	0	0	12.027	3	3.201	10,23%	192	1,26%
1 kV < NT < 30 kV	966	0	0	0	16.594	9.329	29,82%	665	2,56%
NT ≤ 1 kV	5	0	0	0	0	14.682	46,94%	1.921	13,08%
Total	34.477	9.984	10.308	25.621	16.597	31.280	100,00%	3.198	

BALANCES DE ENERGÍA. Año 2020

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	18.034.727	7.653.547	4.449.936	4.189.784	0	1.566.559	6,45%	174.901	0,98%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.411.523	0	3.333.047	6.710.661	0	855.043	3,52%	166.319	1,53%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.684.413	0	0	9.148.418	2.786	2.169.014	8,93%	147.177	1,30%
1 kV < NT < 30 kV	1.093.994	0	0	0	13.656.689	7.047.370	29,01%	438.798	2,12%
NT ≤ 1 kV	462.894	0	0	0	0	12.652.409	52,09%	1.469.960	11,62%
Total	26.687.552	7.653.547	7.782.983	20.048.863	13.659.475	24.290.397	100,00%	2.397.155	

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	21.225.700	8.918.170	5.120.611	4.856.734	0	2.135.535	7,37%	194.650	0,93%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.141.562	0	3.928.834	7.817.580	0	1.118.894	3,86%	194.424	1,51%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.654.725	0	0	10.782.710	3.236	2.745.379	9,47%	172.846	1,28%
1 kV < NT < 30 kV	1.326.685	0	0	0	15.886.476	8.346.345	28,80%	550.886	2,27%
NT ≤ 1 kV	529.434	0	0	0	0	14.634.204	50,50%	1.784.941	12,20%
Total	31.878.105	8.918.170	9.049.445	23.457.023	15.889.712	28.980.357	100,00%	2.897.748	

Flujos de energía (MWh). Periodo 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	17.939.998	7.593.201	4.300.313	4.017.945	0	1.870.259	7,51%	158.280	0,89%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.319.748	0	3.264.457	6.472.132	0	1.036.354	4,16%	140.007	1,30%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.934.055	0	0	8.897.153	2.729	2.457.938	9,88%	141.005	1,24%
1 kV < NT < 30 kV	1.223.023	0	0	0	12.563.041	7.652.641	30,75%	394.570	1,95%
NT ≤ 1 kV	605.531	0	0	0	0	11.871.724	47,70%	1.299.577	10,95%
Total	27.022.356	7.593.201	7.564.770	19.387.229	12.565.769	24.888.916	100,00%	2.133.439	

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	18.913.970	7.917.556	4.477.698	4.246.893	0	2.103.238	7,75%	168.585	0,90%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.823.518	0	3.492.368	6.931.336	0	1.161.947	4,28%	155.423	1,34%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.494.968	0	0	9.641.530	2.925	2.670.568	9,84%	150.012	1,22%
1 kV < NT < 30 kV	1.451.290	0	0	0	13.639.713	8.206.767	30,24%	424.568	1,94%
NT ≤ 1 kV	754.685	0	0	0	0	12.994.914	47,89%	1.402.408	10,79%
Total	29.438.431	7.917.556	7.970.067	20.819.758	13.642.638	27.137.434	100,00%	2.300.997	

Flujos de energía (MWh). Periodo 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	7.106.579	2.890.684	1.622.144	1.611.509	0	915.249	8,58%	66.993	0,95%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	1.688.563	0	1.350.328	2.680.649	0	483.317	4,53%	64.953	1,44%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	1.915.598	0	0	3.742.451	1.122	1.087.014	10,19%	57.483	1,19%
1 kV < NT < 30 kV	631.841	0	0	0	5.319.686	3.167.003	29,68%	179.761	2,12%
NT ≤ 1 kV	300.794	0	0	0	0	5.018.528	47,03%	603.074	12,02%
Total	11.643.375	2.890.684	2.972.473	8.034.609	5.320.808	10.671.110	100,00%	972.265	

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	73.343.885	30.132.136	15.890.869	15.534.105	0	11.032.765	10,66%	754.010	1,04%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	16.116.141	0	13.742.889	26.342.759	0	5.551.648	5,36%	610.980	1,34%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	18.583.255	0	0	36.533.106	10.672	11.115.633	10,74%	557.601	1,17%
1 kV < NT < 30 kV	4.947.518	0	0	0	52.102.425	29.134.235	28,15%	2.120.828	2,61%
NT ≤ 1 kV	1.210.945	0	0	0	0	46.663.000	45,09%	6.661.043	14,27%
Total	114.201.745	30.132.136	29.633.758	78.409.970	52.113.098	103.497.282	100,00%	10.704.462	