



**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 2022**

18 de noviembre de 2021

RAP/DE/013/21

Índice

1. OBJETO	3
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	3
3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	4
4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN	4
4.1. Previsión de cierre 2021	4
4.2. Previsión 2022	9
5. RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN	13
5.1. Retribución transporte	14
5.2. Retribución distribución	16
6. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	19
6.1. Información empleada en la determinación de los peajes de transporte y distribución	20
6.2. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución	22
6.3. Asignación de la retribución a los peajes de transporte y distribución	26
6.4. Determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución	37
6.5. Determinación de los términos de excesos de potencia	51
6.6. Términos de facturación por energía reactiva	59
6.7. Análisis de las variaciones de los peajes de transporte y distribución respecto de los del ejercicio anterior	60
7. OTRAS DISPOSICIONES	76
7.1. Acreditación del punto de recarga del vehículo eléctrico de acceso público	76
7.2. Habilitación para la modificación de los peajes	76
ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2021-2022	77

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 2022

1. OBJETO

La presente memoria justificativa tiene por objeto detallar el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad para el año 2022, determinados conforme al artículo 13 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 7.1.a) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular la metodología, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de acuerdo con las orientaciones de política energética, para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución de energía eléctrica.

En el ejercicio de esta competencia el pasado 24 de enero de 2020 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

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

se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Estas Circulares fueron publicada en el Boletín Oficial del Estado del día 19 de diciembre de 2019.

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

3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

La disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Resolución y la Memoria justificativa se remite con fecha 19 de noviembre de 2021 al Consejo Consultivo de Electricidad y a las empresas concernidas para alegaciones.

En este epígrafe se recogerá un resumen de las principales aportaciones y alegaciones recibidas en el trámite de consulta pública, así como cualquier otra cuestión relevante que pudiera surgir en la misma.

4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre del ejercicio 2021 y 2022, así como otras variables de facturación relevantes, teniendo en cuenta la última información disponible.

En el Anexo I se describen las hipótesis consideradas en la previsión y se detallan las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregadas por peajes de acceso y periodo horario para el cierre de 2021 y 2022, para el total nacional y desagregado por subsistema: peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

4.1. Previsión de cierre 2021

En el 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 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, se estima que la demanda en b.c. de los sistemas canario y ceutí registrará contracciones de demanda 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 (oct 2020 - sept 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%
Balears	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 y 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 (véase Anexo I).

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 industrial¹) 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 horarios 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 que acompaña al informe 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.

¹ 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>.

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						
			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	29.518.550	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						
			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	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						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	0,7%	-0,2%	-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 Traspase 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						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

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

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. En el Anexo I de la Memoria se detallan las hipótesis de cálculo.

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

4.2. 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	GWh	% variación 22 respecto 21
Peninsular	243.339	2,8%	247.559	1,7%
No peninsular	13.665	2,8%	13.992	2,4%
Baleares	5.341	8,1%	5.516	3,3%
Canarias	7.920	-0,3%	8.069	1,9%
Ceuta	194	-2,6%	195	0,5%
Melilla	210	1,0%	212	0,9%
Total Nacional	257.004	2,8%	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 el cierre del ejercicio 2021 y 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 el cierre de 2021 y para 2022. Sistema Nacional

Previsión CNMC 2021. Total Nacional															
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja Tensión	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

Previsión CNMC 2022. Total Nacional															
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2022						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2022						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja Tensión	29.947.759	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						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja Tensión	0,7%	0,8%	0,9%	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. Se indica que las previsiones se han elaborado considerando la información aportada por las empresas distribuidoras.

Cuadro 9. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para 2022

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	212.649	1.793.724	1.717.346	791.227	218.298
2.0 TD	203.105	1.382.364	1.010.175	354.292	164.381
3.0 TD	9.544	411.360	707.171	436.935	53.917
Alta tensión	3.050	1.474.883	7.192.641	5.749.946	469.132
6.1 TD	2.868	1.090.393	5.467.263	4.576.104	436.315
6.2 TD	149	201.299	714.776	607.186	32.219
6.3 TD	30	124.507	710.556	503.223	598
6.4 TD	2	58.684	300.046	63.433	-
Total	215.699	3.268.607	8.909.987	6.541.174	687.430

Fuente: CNMC

5. RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN

Con fecha 5 de diciembre de 2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 5/2019, 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/980/2016² y de la Orden IET/981/2016³ estimando parcialmente los recursos interpuestos por la Administración, para los ejercicios 2020 y 2021 se optó por mantener provisionalmente la retribución del ejercicio 2016, en tanto no se

² 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

³ 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

aprobaran las retribuciones definitivas del ejercicio 2016, por el impacto de la mismas en las retribuciones de ejercicios posteriores.

A la fecha de realizar esta propuesta de resolución 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 2019⁴.

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 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, si bien las citadas resoluciones retributivas no serán publicadas con anterioridad a la aprobación de la presente resolución, se propone incorporar en la determinación de los peajes del ejercicio 2022 las mejores previsiones de las retribuciones tanto de transporte como de distribución para el ejercicio 2022 con base en las metodologías establecidas en las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

5.1. Retribución transporte

El pasado 5 de noviembre de 2021, fue iniciado el trámite de audiencia 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*⁵, 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*

⁴ 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.

⁵ Disponible en <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=459>

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 declaraciones efectuadas por las empresas transportistas según 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 el que se aplicó el 6,003%, conforme a la Disposición transitoria única de la citada Circular 2/2019.

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión de la retribución del transporte considerada en el cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2022 ascendería a 1.501.609⁶ miles de € (véase Cuadro 10).

⁶ 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.

Cuadro 10. Retribución provisional del transporte para 2022

Nombre empresa	Retribución provisional del transporte 2022 (miles de €)
Red Eléctrica de España, S.A.	1.479.408
Unión Fenosa Distribución, S.A.	21.653
Vall De Sóller Energía, S.L.U.	548
TOTAL	1.501.609

Fuente: CNMC

5.2. Retribución 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 22 de noviembre de 2021⁷.

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*

⁷ Disponible en <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=454>

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 11 se refleja la retribución de la actividad de distribución considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2022.

Cuadro 11. Retribución provisional de la distribución en el ejercicio 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

5.3. Impacto de la lesividad sobre la retribución de los ejercicios 2016-2021

Como se ha indicado, en el momento de elaborar esta propuesta de resolución 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 las propuestas de órdenes por las que se establecen las retribuciones definitivas del transporte y la distribución correspondiente a los ejercicios 2017, 2018 y 2019. Asimismo, la resolución de la 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 cuadro inferior se compara la retribución de las actividades del transporte y la distribución que se ha liquidado provisionalmente a las empresas con la que resultaría, tras la ejecución de las sentencias que estiman parcialmente los recursos contencioso-administrativos interpuestos previa declaración de lesividad, de aplicar las metodologías del Real Decreto 1047/2016 y el Real Decreto 1048/2016 durante el periodo 2016-2019 y las Circulares 5/2019 y 6/2019 para los ejercicios 2020 y 2021. Se observa que, en términos agregados, la mayor retribución que resulta para el periodo 2016-2019 se ve compensada por la menor retribución que resulta para el periodo 2020-2021. No obstante, es relevante señalar que el impacto no se compensa por actividad. Esto es, para la actividad del transporte la retribución que resulta tras la resolución del proceso de lesividad es inferior a la liquidada en todos los ejercicios (-404 M€), mientras que para la actividad de la distribución la retribución liquidada en los ejercicios 2017, 2018 y 2019 es inferior a la que resulta tras la resolución de la lesividad y superior en los ejercicios 2016, 2020 y 2021, resultando para el conjunto del periodo una mayor retribución (189 M€, sin considerar intereses⁸).

⁸ El resuelve séptimo de la propuesta de Orden establece la procedencia de reconocer intereses a EDistribución Redes Digitales, S.L. de acuerdo con el auto del Tribunal Supremo de fecha 28 de enero de 2021 en el recurso contencioso-administrativo nº 1379/2016, seguido contra la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

Cuadro 12. Estimación del impacto de la resolución del procedimiento de lesividad sobre la retribución de las actividades del transporte y la distribución en el periodo 2016-2021

	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	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998
Distribución (1)	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 y propuesta de Ordenes por las que se establece la retribución de los ejercicios 2016-2019.

La Circular 3/2020, de 15 de enero, establece en el artículo 5.2 que, entre los costes considerados en la determinación de los peajes de transporte y distribución, “*Se incluyen, en su caso, las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores*”. El mismo artículo 5, en su apartado 3.b), dispone que, en la determinación de los peajes de acceso y distribución se incluyen “*Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores*”.

Sin perjuicio de lo anterior, con relación al impacto en la determinación de los peajes del ejercicio 2022 de la ejecución de las sentencias del Tribunal Supremo relativas al proceso de lesividad, solo cuando sean de aplicación las oportunas órdenes de determinación de la retribución de las actividades de transporte y distribución para el período 2016-2019, derivadas de las citadas sentencias, se podrán analizar aspectos de orden competencial y sustantivo que a tenor del derecho transitorio aplicable proceda tomar en consideración.

6. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

A continuación, se detalla el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte y distribución que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020, de 15 de enero de la CNMC.

Acompaña a esta Memoria el modelo de cálculo simplificado que permite a los usuarios calcular los peajes de transporte y distribución.

6.1. Información empleada en la determinación de los peajes de transporte y distribución

Conforme a la metodología de la Circular 3/2020, los costes de redes se asignan por periodo horario en función de la participación de los distintos niveles de tensión en las horas de punta, para lo que se utilizan las curvas de carga de los consumidores, mientras que para asignación de los costes de redes por nivel de tensión se utilizan los balances de potencia y energía.

La Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021, como se detalla en su memoria⁹, emplea en el procedimiento de cálculo las curvas de carga y los balances de energía y potencia correspondientes al año 2019, último año con información completa en el momento del cálculo. En la misma lógica, en la determinación de los peajes correspondientes al ejercicio 2022 deberían utilizarse las curvas de carga y los balances de energía y potencia correspondientes al año 2020.

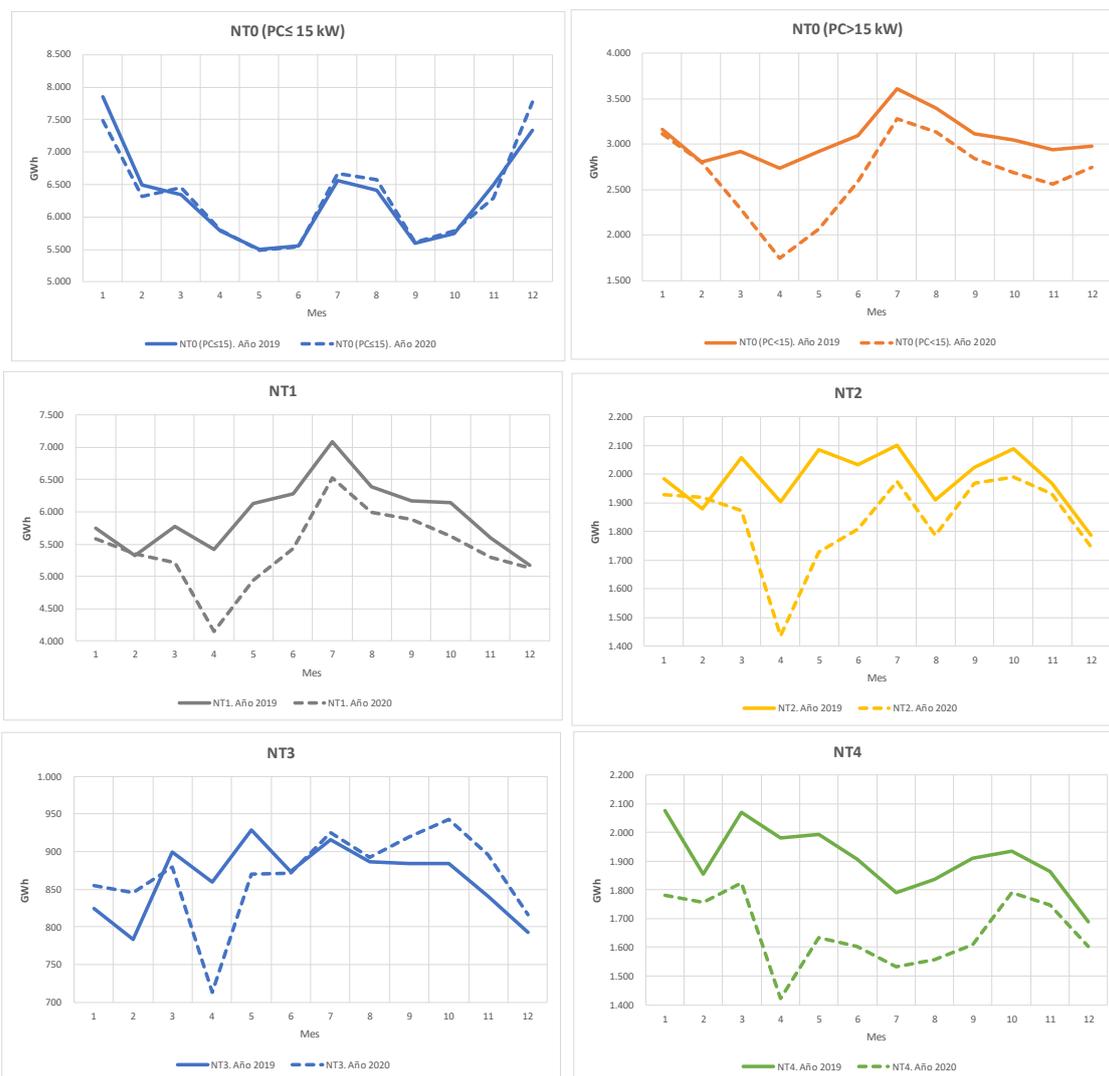
La utilización de las curvas de carga y los balances de energía y potencia correspondientes al último cerrado (n-2) en la determinación de los peajes de año n, parte del supuesto de que dicha información constituye la mejor aproximación para al año de fijación de los peajes.

No obstante, como consecuencia de la pandemia de coronavirus COVID-19 y la declaración de estado de alarma, tanto los flujos de potencia y energía como los perfiles de los consumidores se han visto afectados por esta situación excepcional. En particular, se ha reducido sustancialmente la participación en la punta de los periodos 3 y 4 (periodos comprendidos en los meses de marzo, abril, mayo y junio) y ha aumentado significativamente la participación en la punta del periodo 6, lo que tiene como consecuencia un aplanamiento de la señal de precios. Respecto de los flujos por nivel de tensión, se observa que, como consecuencia del aumento de la demanda de los consumidores domésticos y la caída de la demanda del resto de consumidores, aumenta la asignación del coste de redes de niveles de tensión superior a la baja tensión y se reduce la asignación del resto de niveles de tensión. Lo anterior motiva que los peajes de transporte y distribución de los consumidores domésticos (2.0 TD) aumentan y se reducen los peajes del resto de consumidores con la excepción de los términos de potencia y energía de los periodos 5 y 6, que aumentan significativamente respecto de los del ejercicio 2021.

⁹ Disponible en <https://www.cnmc.es/en/node/387441>

A efectos ilustrativos, en el Gráfico 1 se compara para cada grupo tarifario el perfil de consumo mensual de la demanda nacional de los ejercicios 2019 y 2020. Se observa, que mientras que el perfil de consumo de los consumidores de baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW es muy similar en ambos años, el del resto de grupos tarifarios muestran un perfil de consumo muy diferente, con importantes reducciones de consumo a partir del mes de marzo.

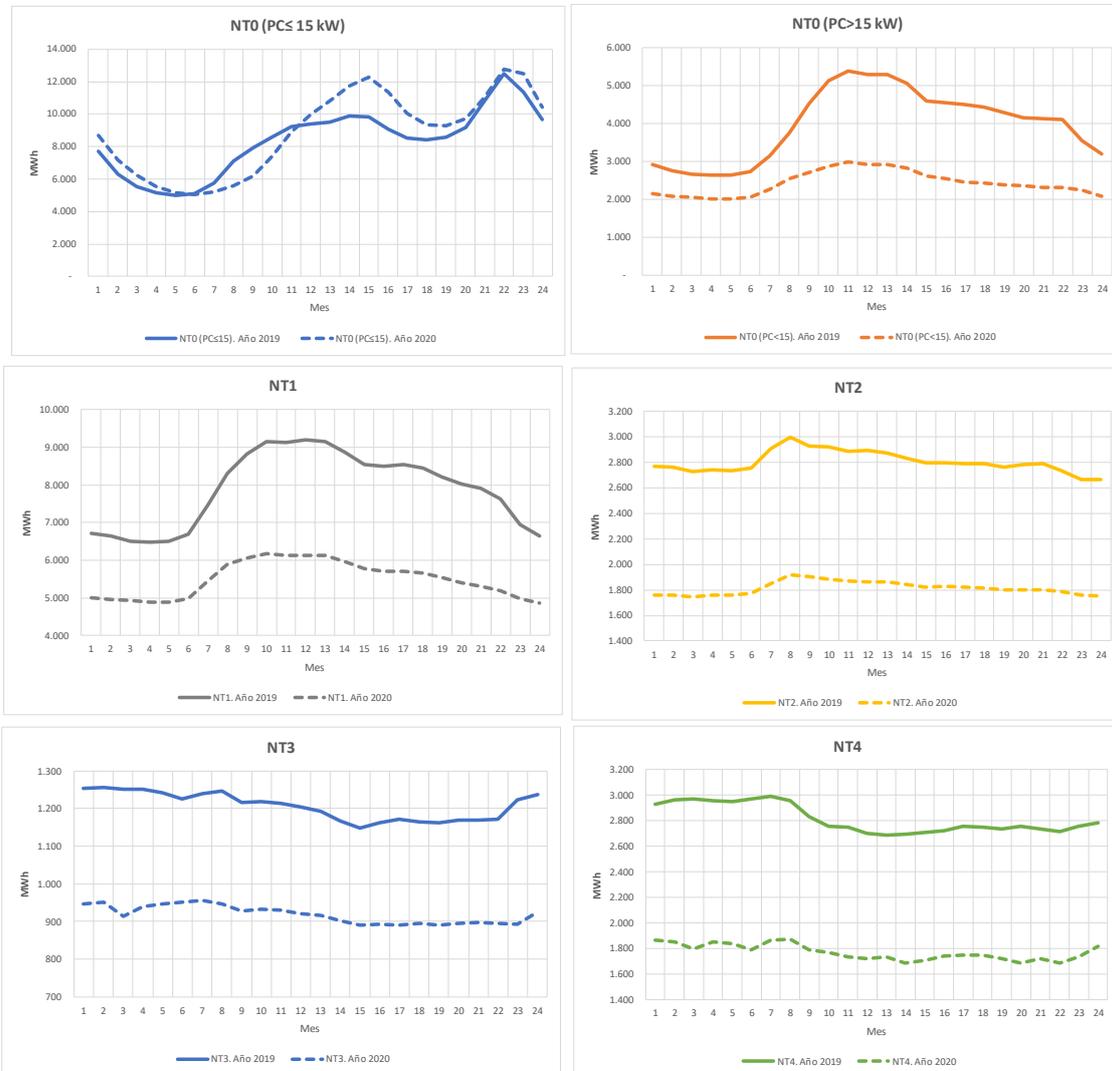
Gráfico 1. Demanda nacional por grupo tarifario. Año 2020 vs año 2019



Fuente: CNMC

Adicionalmente, se indica que el efecto de la pandemia de COVID-19 no sólo ha afectado al perfil de consumo mensual sino también al perfil de consumo horario de los meses afectados. A modo de ejemplo, en el gráfico siguiente se muestra el consumo promedio horario de la semana 14 de los ejercicios 2019 y 2020.

Gráfico 2. Demanda promedio horaria nacional por grupo tarifario de la semana 14 de los años 2020 (30 de marzo de 2020 – 5 de abril de 2020) y 2019 (1 de abril de 2019 – 7 de abril de 2019)



Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y con objeto de no modificar sustancialmente la señal de precio introducida el pasado 1 de junio, se mantiene la información de balances y perfiles correspondientes al ejercicio 2019 utilizada en la determinación del cálculo de los peajes del ejercicio 2022.

6.2. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución

Los peajes de transporte y distribución deben recuperar tanto la retribución del propio ejercicio como los desvíos de ejercicios anteriores. A continuación, se

detalla la determinación de la retribución del transporte y la distribución que se asignan a los peajes de transporte y distribución de los consumidores para 2022.

I. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de transporte en 2022

La retribución del transporte que se asigna a los peajes de transporte de los consumidores se corresponde con la retribución estimada conforme a las previsiones del apartado 5.1, minorado por la previsión de ingresos o pagos resultantes del transporte intracomunitario y de las conexiones internacionales previstos para 2022, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones.

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

La retribución provisional estimada para el ejercicio 2022, conforme a la metodología de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, asciende a 1.501.609 miles de euros.

Otros ingresos o pagos de transporte intracomunitarios (TSO_n)

Los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión previstas para 2022 ascienden a 2.881 miles de € y 79.743 miles de €, respectivamente. Se indica que los ingresos previstos por este concepto se han estimado considerando que se mantienen 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.

Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de facturar a la previsión de intercambios con países no comunitarios del Operador del Sistema (3.306 GWh) para el ejercicio 2022, suponiendo que las potencias contratadas por periodo y la estructura de consumos por periodo horario se corresponden con las realmente registradas en la base de datos de liquidaciones en el periodo comprendido entre agosto 2020 y julio de 2021, a los precios de la Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.

En consecuencia, los ingresos o pagos de transporte intracomunitario previstos para el ejercicio ascienden a 88.349 miles de € (véase Cuadro 13).

Cuadro 13. Previsión de ingresos o pagos de transporte intracomunitarios para 2022

Otros ingresos o pagos de transporte intracomunitarios (miles €)	88.349
Ingresos por exportaciones	5.725
Ingresos acuerdo ETSO	2.881
Rentas de gestión de restricciones	79.743

Fuente: CNMC

Desvíos de ejercicios anteriores (D_T)

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

Como se ha señalado en el epígrafe 5.3 no se considera oportuno incluir en la determinación de los peajes el impacto la resolución del procedimiento de lesividad sobre la retribución de las actividades del transporte y la distribución de los ejercicios 2016-2021, por lo que no se consideran desvíos de ejercicios anteriores. Esto debe entenderse, a la vista de la propuesta alternativa aquí efectuada, consistente en: i) señalar que no procede incluir desvíos en la medida en que las órdenes de ejecución de la lesividad no se han aprobado; y ii) que una vez sean de aplicación, se podrá analizar su inclusión a la vista de consideraciones competenciales

Por otra parte, conforme al punto 1 del Anexo I de la Circular 3/2020, en la determinación de la retribución de transporte que debe imputarse a los peajes de transporte en el ejercicio n se tendrá en cuenta la diferencia entre los ingresos previstos y reales del ejercicio n-2. Se indica que no se han considerados desvíos por este concepto al ser el ejercicio 2021 el primer año de aplicación de la Circular.

En resumen, el coste de transporte a imputar en los peajes de transporte para el ejercicio 2022 asciende a 1.413.260 miles de euros.

Cuadro 14. Estimación del coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte de los consumidores en el ejercicio 2022

Retribución de transporte a recuperar por los peajes de transporte (miles €)	1.413.260
Retribución del transporte 2022	1.501.609
± TSO	- 88.349
± Desvíos de ejercicios anteriores	
Retribución definitiva ejercicios anteriores	no aplica
Ingresos por peajes de transporte	no aplica
Ingresos o pagos Acuerdo ETSO	no aplica
Gestión restricciones	no aplica

Fuente: CNMC

II. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de distribución en 2022

Análogamente a los peajes de transporte, los peajes de distribución de los consumidores incluyen en su cálculo la retribución provisional de la distribución prevista para 2022, minorada, en su caso, por los desvíos de ejercicios anteriores, debidos a la revisión de la retribución de ejercicios anteriores y por los peajes de distribución de consumidores de ejercicios anteriores.

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

La retribución provisional de la actividad de distribución prevista para 2022 asciende a 5.255.587 miles de euros. Este importe se corresponde con la retribución prevista para la actividad de distribución para el ejercicio 2021, estimada conforme a la metodología de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Desvíos de ejercicios anteriores (D_D)

En la determinación de la retribución de distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución del ejercicio 2022, no se han considerado desvíos de ejercicios anteriores, ni en la retribución ni en los ingresos de peajes de distribuidores, por las mismas razones que los señalado para el transporte.

En consecuencia, la retribución de la distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución asciende a 5.255.587 miles de euros (véase Cuadro 15).

Cuadro 15. Estimación del coste de distribución que se debe recuperar por los peajes de distribución de los consumidores en 2022

Retribución de la distribución a recuperar por peajes de distribución (miles €)	5.255.587
+ Retribución Distribución	5.255.587
± Desvíos de ejercicios anteriores	no aplica
Revisión retribución ejercicios anteriores	no aplica
Ingresos de peajes de distribución	no aplica

Fuente: CNMC

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

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

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

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

En el Cuadro 16 se recogen los porcentajes de reparto de la retribución del transporte y la distribución por nivel de tensión tarifario y la retribución que resulta de aplicar dichos porcentajes a la retribución de la actividad de distribución que debe recuperarse por los peajes de transporte y distribución de 2022.

Cuadro 16. Asignación de la retribución provisional del transporte y la distribución de 2022 a recuperar a través de los peajes de transporte y distribución por nivel de tensión tarifario. Porcentajes de reparto de costes de redes por niveles de tensión tarifarios.

	Retribución del transporte	Retribución de distribución			
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
Retribución de redes a recuperar por nivel de tensión tarifario (miles €)	1.413.260	499.281	610.174	2.132.192	2.013.941
% de coste sobre total	100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%

Fuente: CNMC

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

Conforme al punto 3 de artículo 8 de la Circular 3/2020, aplicando los porcentajes de reparto de los costes de transporte y distribución que debe recuperarse a través del término de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores por nivel de tensión tarifario, establecidos en el punto 2 del Anexo II, al coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión tarifario se obtiene la parte del coste de transporte y distribución de cada nivel tarifario que se asigna al término de potencia y de energía (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Asignación de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel tarifario al término de potencia y al término de energía

Coste de transporte NT4	Coste de distribución				Total
	NT3	NT2	NT1	NT0	
1.413.260	499.281	610.174	2.132.192	2.013.941	6.668.847
100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%	



75%	75%	75%	75%	100%	82,5%
1.059.945	374.461	457.630	1.599.144	2.013.941	5.505.120
25%	25%	25%	25%	0%	17,5%
353.315	124.820	152.543	533.048	-	1.163.726

Fuente: CNMC

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

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

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

participación de cada periodo en la punta se ha calculado con las curvas horarias del ejercicio 2019¹⁰ (véase epígrafe 6.1).

Conforme al punto 3 del Anexo II de la Circular 3/2020 el parámetro H tomará el valor de 2.000 horas el primer año de aplicación de la metodología y este valor se podrá ir reduciendo progresivamente a lo largo del periodo regulatorio hasta alcanzar 876 horas al final del periodo regulatorio. Teniendo en cuenta que el breve plazo de tiempo transcurrido desde la introducción de la señal de precio (el 1 de junio de 2020) se propone mantener para el ejercicio 2022 el valor del parámetro H en 2.000 horas (véase Cuadro 18).

Cuadro 18. Distribución por periodo horario de las primeras 2.000 horas de la monótona de cada nivel de tensión según el calendario de la Circular 3/2020. Año 2019

Periodo	Número de horas					Número de horas a efectos del cálculo de la participación					% de participación de cada periodo en la punta				
	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	698	704	688	694	688	698	704	688	694	688	34,9%	35,2%	34,4%	34,7%	34,4%
2	647	676	667	695	674	647	676	667	695	674	32,3%	33,8%	33,4%	34,8%	33,7%
3	227	329	269	357	316	227	329	269	357	316	11,3%	16,5%	13,5%	17,9%	15,8%
4	168	248	342	133	247	168	248	342	133	247	8,4%	12,4%	17,1%	6,7%	12,4%
5	-	1	1	13	4	1	1	1	13	4	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	0,2%
6	260	42	33	108	71	260	42	33	108	71	13,0%	2,1%	1,7%	5,4%	3,6%
TOTAL	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.001	2.000	2.000	2.000	2.000	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNMC

Nota: a efectos de calcular la participación en punta se ha considerado 1 hora en el periodo 5 en la baja tensión (NT0)

La retribución que se debe recuperar por el término de potencia de cada periodo horario p de cada nivel tarifario i se obtiene de multiplicar la retribución que se debe recuperar con cargo al término de potencia del nivel tarifario i por el porcentaje de participación de cada periodo en la punta del nivel de tensión (véase Cuadro 19).

¹⁰ Las curvas de carga empleadas en el cálculo están publicadas en la web de la CNMC según se establece en el artículo 14.2.e) de la Circular 3/2020 (<https://www.cnmc.es/sites/default/files/3414477.xlsx>).

Cuadro 19. Asignación por periodo horario de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario que se debe recuperar a través del término de potencia, considerando una punta de 2.000 horas. Año 2022

Periodo	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	34,9%	35,2%	34,4%	34,7%	34,4%	702.514	562.899	157.425	129.938	364.621
2	32,3%	33,8%	33,4%	34,8%	33,7%	651.184	540.511	152.620	130.125	357.201
3	11,3%	16,5%	13,5%	17,9%	15,8%	228.468	263.059	61.551	66.841	167.471
4	8,4%	12,4%	17,1%	6,7%	12,4%	169.087	198.294	78.255	24.902	130.903
5	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	0,2%	1.006	800	229	2.434	2.120
6	13,0%	2,1%	1,7%	5,4%	3,6%	261.681	33.582	7.551	20.221	37.628
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	2.013.941	1.599.144	457.630	374.461	1.059.945

Fuente: CNMC

Análogamente, la retribución del término de energía de cada periodo horario p de cada nivel tarifario i se obtiene de multiplicar la retribución que se debe recuperar con cargo al término de energía del nivel tarifario i por el porcentaje de participación de cada periodo en la punta del nivel de tensión (véase Cuadro 20).

Cuadro 20. Asignación por periodo horario de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario que se debe recuperar a través del término de energía, considerando una punta de 2.000 horas. Año 2022

Periodo	% de participación de cada periodo en la punta					Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario (miles €)				
	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	34,9%	35,2%	34,4%	34,7%	34,4%	-	187.633	52.475	43.313	121.540
2	32,3%	33,8%	33,4%	34,8%	33,7%	-	180.170	50.873	43.375	119.067
3	11,3%	16,5%	13,5%	17,9%	15,8%	-	87.686	20.517	22.280	55.824
4	8,4%	12,4%	17,1%	6,7%	12,4%	-	66.098	26.085	8.301	43.634
5	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	0,2%	-	267	76	811	707
6	13,0%	2,1%	1,7%	5,4%	3,6%	-	11.194	2.517	6.740	12.543
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	533.048	152.543	124.820	353.315

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

Los coeficientes de asignación del coste del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores se obtienen a partir de la agregación de los balances de potencia para la hora de máxima demanda del periodo p proporcionados por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes. Como se ha indicado, si bien se ha solicitado a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes el balance de potencia para la hora de mayor demanda según la monótona del sistema del ejercicio 2020 de cada uno de los seis períodos, una vez analizada la información, se ha optado por mantener los balances del ejercicio 2019 debido al impacto de la crisis sanitaria en los flujos de energía y consecuentemente en la señal de precios a los consumidores.

A modo recordatorio en el Cuadro 21 se muestra el día de máxima demanda por periodo horario y en el Cuadro 22 los coeficientes $\alpha_{j,p}^i$, calculados conforme a la formulación recogida en punto 5 del Anexo I de la Circular 3/2020 correspondientes al ejercicio 2019.

Cuadro 21. Hora de máxima demanda de cada uno de los periodos horarios de la discriminación, según el calendario del Sistema peninsular de la Circular 3/2020. Año 2019

Periodo	Dia	Hora	MW
1	10/01/2019	21	40.136
2	24/07/2019	15	39.093
3	28/06/2019	14	37.810
4	28/06/2019	15	37.168
5	09/04/2019	15	32.910
6	12/01/2019	21	34.813

Fuente: CNMC y OS

Cuadro 22. Coeficientes de asignación de la retribución del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión. Año 2019

Nivel de tensión tarifario	$\alpha^i_{j,p}$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha^0_{0,p}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha^{11}_{,p}$	0,281	0,377	0,399	0,394	0,390	0,247
	$\alpha^1_{0,p}$	0,719	0,623	0,601	0,606	0,610	0,753
NT2	$\alpha^2_{2,p}$	0,166	0,186	0,202	0,201	0,222	0,153
	$\alpha^2_{1,p}$	0,234	0,307	0,318	0,315	0,303	0,209
	$\alpha^2_{0,p}$	0,600	0,508	0,480	0,484	0,475	0,638
NT3	$\alpha^3_{3,p}$	0,062	0,074	0,081	0,083	0,097	0,075
	$\alpha^3_{2,p}$	0,054	0,057	0,061	0,060	0,068	0,048
	$\alpha^3_{1,p}$	0,249	0,328	0,342	0,338	0,326	0,217
	$\alpha^3_{0,p}$	0,635	0,542	0,515	0,519	0,510	0,660
NT4	$\alpha^4_{4,p}$	0,090	0,075	0,082	0,083	0,132	0,125
	$\alpha^4_{3,p}$	0,028	0,032	0,034	0,035	0,039	0,033
	$\alpha^4_{2,p}$	0,062	0,070	0,076	0,075	0,077	0,053
	$\alpha^4_{1,p}$	0,230	0,310	0,322	0,318	0,293	0,195
	$\alpha^4_{0,p}$	0,589	0,513	0,485	0,489	0,459	0,594

Fuente: CNMC

Conforme al punto 5 del Anexo I de Circular, la asignación de la retribución de cada periodo p del nivel de tensión tarifario i al grupo tarifario se obtiene como el

producto del coste del nivel tarifario i asignado al periodo p por la matriz de coeficientes. En el Cuadro 23 se muestra el resultado de la asignación de la retribución de cada nivel de tensión al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores.

Cuadro 23. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de potencia del nivel de tensión tarifario i de cada periodo p al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores. Año 2022

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	702.514	651.184	228.468	169.087	1.006	261.681
NT1	NT1	158.294	203.610	104.982	78.177	312	8.307
	NT0	404.605	336.901	158.078	120.117	488	25.275
NT2	NT2	26.126	28.348	12.423	15.762	51	1.154
	NT1	36.903	46.792	19.597	24.626	69	1.581
	NT0	94.396	77.480	29.531	37.867	109	4.815
NT3	NT3	8.102	9.570	5.445	2.069	235	1.512
	NT2	6.988	7.392	4.066	1.488	166	976
	NT1	32.291	42.623	22.876	8.414	792	4.386
	NT0	82.557	70.540	34.454	12.930	1.240	13.348
NT4	NT4	32.940	26.902	13.815	10.863	280	4.698
	NT3	10.059	11.369	5.756	4.561	82	1.248
	NT2	22.745	24.936	12.701	9.812	164	1.997
	NT1	84.030	110.729	53.946	41.652	622	7.341
	NT0	214.846	183.266	81.254	64.016	973	22.343

Fuente: CNMC

La retribución que se debe recuperar por el uso de las redes de transporte y distribución en cada periodo tarifario con cargo al término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores conectados a un determinado nivel de tensión resulta de la agregación de la retribución de redes en cada periodo horario de su propio nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores. En el Cuadro 24 se muestra para el ejercicio 2022 la asignación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los términos de potencia del peaje de transporte y distribución.

Cuadro 24. Asignación de la retribución de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución. Año 2022

I	Coste de la red que se le asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	NT0	702.514	651.184	228.468	169.087	1.006	261.681	2.013.941
	NT1	404.605	336.901	158.078	120.117	488	25.275	1.045.463
	NT2	94.396	77.480	29.531	37.867	109	4.815	244.198
	NT3	82.557	70.540	34.454	12.930	1.240	13.348	215.069
	NT4	214.846	183.266	81.254	64.016	973	22.343	566.698
	Total	1.498.918	1.319.371	531.785	404.017	3.816	327.463	4.085.369
NT1	NT1	158.294	203.610	104.982	78.177	312	8.307	553.680
	NT2	36.903	46.792	19.597	24.626	69	1.581	129.569
	NT3	32.291	42.623	22.876	8.414	792	4.386	111.382
	NT4	84.030	110.729	53.946	41.652	622	7.341	298.321
	Total	311.518	403.754	201.401	152.869	1.795	21.616	1.092.952
NT2	NT2	26.126	28.348	12.423	15.762	51	1.154	83.863
	NT3	6.988	7.392	4.066	1.488	166	976	21.076
	NT4	22.745	24.936	12.701	9.812	164	1.997	72.353
	Total	55.858	60.675	29.191	27.062	381	4.127	177.293
NT3	NT3	8.102	9.570	5.445	2.069	235	1.512	26.933
	NT4	10.059	11.369	5.756	4.561	82	1.248	33.076
	Total	18.161	20.939	11.201	6.630	318	2.760	60.009
NT4	NT4	32.940	26.902	13.815	10.863	280	4.698	89.497
	Total	32.940	26.902	13.815	10.863	280	4.698	89.497

Fuente: CNMC

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

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

La asignación del coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión y periodo horario a los grupos tarifarios, según el modelo de red simplificado del Anexo III de la Circular 3/2020, se realiza con información del balance de energía por periodo horario proporcionado por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes según la discriminación horaria de seis periodos para el ejercicio 2019.

En el Cuadro 25 se presentan los coeficientes de asignación que resultan de considerar los balances de energía por periodo horario.

Cuadro 25. Coeficientes de asignación de la retribución a recuperar por el componente término de energía del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores.

Nivel de tensión tarifario	$\alpha^i_{j,p}$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha^0_{0,p}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha^1_{1,p}$	0,351	0,357	0,396	0,394	0,416	0,380
	$\alpha^1_{0,p}$	0,649	0,643	0,604	0,606	0,584	0,620
NT2	$\alpha^2_{2,p}$	0,188	0,201	0,226	0,195	0,259	0,238
	$\alpha^2_{1,p}$	0,285	0,285	0,307	0,317	0,308	0,289
	$\alpha^2_{0,p}$	0,527	0,513	0,467	0,488	0,433	0,472
NT3	$\alpha^3_{3,p}$	0,077	0,084	0,094	0,096	0,104	0,120
	$\alpha^3_{2,p}$	0,057	0,061	0,069	0,057	0,080	0,072
	$\alpha^3_{1,p}$	0,304	0,305	0,332	0,333	0,340	0,307
	$\alpha^3_{0,p}$	0,562	0,549	0,505	0,513	0,476	0,501
NT4	$\alpha^4_{4,p}$	0,093	0,106	0,107	0,132	0,112	0,161
	$\alpha^4_{3,p}$	0,033	0,036	0,041	0,039	0,046	0,050
	$\alpha^4_{2,p}$	0,070	0,073	0,082	0,069	0,093	0,081
	$\alpha^4_{1,p}$	0,283	0,280	0,305	0,299	0,311	0,269
	$\alpha^4_{0,p}$	0,521	0,504	0,465	0,461	0,437	0,440

Fuente: CNMC

En el Cuadro 26 se muestra el resultado de la asignación de la retribución que se debe recuperar por el término de energía de cada nivel de tensión al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores, según el calendario de la Circular, resultante del producto de la retribución del nivel tarifario i asignado al periodo p por la matriz de coeficientes.

Cuadro 26. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de energía del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores conforme a la Circular 3/2020. Año 2022

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	NT1	65.943	64.374	34.764	26.015	111	4.251
	NT0	121.690	115.797	52.922	40.083	156	6.943
NT2	NT2	9.849	10.236	4.631	5.091	20	600
	NT1	14.976	14.515	6.296	8.260	24	728
	NT0	27.650	26.122	9.590	12.734	33	1.189
NT3	NT3	3.317	3.661	2.097	798	84	807
	NT2	2.485	2.661	1.536	475	65	488
	NT1	13.182	13.237	7.392	2.766	275	2.068
	NT0	24.329	23.815	11.255	4.262	387	3.378
NT4	NT4	11.341	12.636	5.958	5.773	79	2.014
	NT3	4.020	4.277	2.280	1.692	33	624
	NT2	8.464	8.723	4.571	3.002	66	1.013
	NT1	34.338	33.378	17.052	13.052	220	3.377
	NT0	63.378	60.053	25.963	20.115	309	5.515

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 27 se muestra, para el ejercicio 2022, la asignación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los términos de energía del peaje de transporte y distribución, conforme a la metodología de la Circular 3/2020.

Cuadro 27. Asignación de la retribución de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución, según la Circular 3/2020. Año 2021

Nivel de tensión tarifario al que se conecta el consumidor	Coste de la red que se le asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-	-
	NT1	121.690	115.797	52.922	40.083	156	6.943	337.590
	NT2	27.650	26.122	9.590	12.734	33	1.189	77.318
	NT3	24.329	23.815	11.255	4.262	387	3.378	67.426
	NT4	63.378	60.053	25.963	20.115	309	5.515	175.333
	Total	237.046	225.787	99.731	77.195	884	17.024	657.666
NT1	NT1	65.943	64.374	34.764	26.015	111	4.251	195.458
	NT2	14.976	14.515	6.296	8.260	24	728	44.797
	NT3	13.182	13.237	7.392	2.766	275	2.068	38.921
	NT4	34.338	33.378	17.052	13.052	220	3.377	101.416
	Total	128.438	125.504	65.504	50.092	630	10.424	380.592
NT2	NT2	9.849	10.236	4.631	5.091	20	600	30.428
	NT3	2.485	2.661	1.536	475	65	488	7.710
	NT4	8.464	8.723	4.571	3.002	66	1.013	25.839
	Total	20.798	21.621	10.739	8.568	151	2.101	63.977
NT3	NT3	3.317	3.661	2.097	798	84	807	10.764
	NT4	4.020	4.277	2.280	1.692	33	624	12.927
	Total	7.337	7.938	4.376	2.490	117	1.431	23.690
NT4	NT4	11.341	12.636	5.958	5.773	79	2.014	37.800
	Total	11.341	12.636	5.958	5.773	79	2.014	37.800

Fuente: CNMC

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

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

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

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

En el Cuadro 28 se presentan los términos de potencia que resultan de la metodología de asignación según el calendario de la Circular 3/2020 para el ejercicio 2022.

Cuadro 28. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario i en el periodo p. Año 2022

Nivel de tensión tarifario	Retribución a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	1.498.918	1.319.371	531.785	404.017	3.816	327.463
NT1	311.518	403.754	201.401	152.869	1.795	21.616
NT2	55.858	60.675	29.191	27.062	381	4.127
NT3	18.161	20.939	11.201	6.630	318	2.760
NT4	32.940	26.902	13.815	10.863	280	4.698

Nivel de tensión tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	142.837	144.154	144.173	144.151	144.153	150.885
NT1	19.090	19.952	20.163	20.205	20.545	26.039
NT2	4.197	4.376	4.474	4.382	4.592	6.179
NT3	1.913	1.989	2.021	2.046	2.132	2.692
NT4	3.194	3.408	3.638	3.886	4.162	5.263

Nivel de tensión tarifario	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW año) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	10,4939	9,1525	3,6885	2,8027	0,0265	2,1703
NT1	16,3187	20,2364	9,9886	7,5659	0,0874	0,8301
NT2	13,3079	13,8663	6,5251	6,1752	0,0829	0,6679
NT3	9,4929	10,5291	5,5432	3,2410	0,1490	1,0255
NT4	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,0672	0,8926

Fuente: CNMC

Los peajes de transporte y distribución de los peajes con discriminación horaria de seis periodos se obtienen directamente del cociente entre el coste a recuperar a través del término de potencia del peaje correspondiente por periodo horario y la previsión de potencia contratada por periodo horario para el ejercicio 2022. No obstante lo anterior, a efectos de eliminar discontinuidades, se han promediado los precios tanto de los peajes de transporte como de distribución de los periodos

1 y 2 del NT1, NT2 y NT3 y los precios de los periodos 5 y 6 en todos los peajes. Asimismo, también se han promediado los precios de los peajes de distribución de los períodos 3 y 4 del NT2.

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

En el Cuadro 29 se muestran los términos de potencia de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020.

Cuadro 29. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2022

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,8622	0,0790				
3.0 TD	1,5041	1,2713	0,5636	0,4441	0,0790	0,0790
6.1 TD	4,9885	4,9885	2,6755	2,0615	0,1709	0,1709
6.2 TD	5,5616	5,5616	2,8391	2,2389	0,2006	0,2006
6.3 TD	5,4919	5,4919	2,8485	2,2294	0,2759	0,2759
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,3983	1,0438				
3.0 TD	8,9898	7,8812	3,1249	2,3586	1,0438	1,0438
6.1 TD	13,3323	13,3323	7,3131	5,5044	0,3316	0,3316
6.2 TD	8,0313	8,0313	3,8099	3,8099	0,2178	0,2178
6.3 TD	4,5292	4,5292	2,6947	1,0115	0,3622	0,3622
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	27,2605	1,1228				
3.0 TD	10,4939	9,1525	3,6885	2,8027	1,1228	1,1228
6.1 TD	18,3208	18,3208	9,9886	7,5659	0,5026	0,5026
6.2 TD	13,5929	13,5929	6,6490	6,0488	0,4184	0,4184
6.3 TD	10,0211	10,0211	5,5432	3,2410	0,6381	0,6381
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281

Fuente: CNMC

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

Análogamente a los términos de potencia, el término de energía del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar con cargo al término de energía del periodo p de su nivel de tensión y de los niveles de tensión superior al que está conectado entre la energía del periodo p del nivel de tensión i . prevista para el ejercicio siguiente (véase Cuadro 30).

Cuadro 30. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario i en el periodo p . Año 2022

Nivel de tensión tarifario	Retribución a recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	237.046	225.787	99.731	77.195	884	17.024
NT1	128.438	125.504	65.504	50.092	630	10.424
NT2	20.798	21.621	10.739	8.568	151	2.101
NT3	7.337	7.938	4.376	2.490	117	1.431
NT4	11.341	12.636	5.958	5.773	79	2.014

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (GWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	13.353	15.500	12.537	14.399	5.935	49.825
NT1	7.397	8.809	8.063	9.228	3.893	31.178
NT2	2.269	2.872	2.540	2.901	1.255	11.662
NT3	944	1.218	1.117	1.324	591	5.990
NT4	1.610	2.200	1.945	2.373	1.178	12.264

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los peajes (€/MWh) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	17,7523	14,5670	7,9549	5,3611	0,1489	0,3417
NT1	17,3637	14,2466	8,1244	5,4281	0,1618	0,3343
NT2	9,1682	7,5293	4,2279	2,9538	0,1202	0,1801
NT3	7,7740	6,5152	3,9167	1,8803	0,1978	0,2390
NT4	7,0459	5,7425	3,0629	2,4333	0,0673	0,1642

Fuente: CNMC

Análogamente a los resultados obtenidos para los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución, los términos de energía de los peajes con

discriminación horaria de seis periodos se obtienen directamente del cociente entre el coste a recuperar a través del término de energía del peaje correspondiente por periodo horario y la previsión de consumo por periodo horario para el ejercicio 2022.

El peaje de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW consta de tres periodos horarios por lo que se hace necesario adaptar los peajes obtenidos. Para ello se factura a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW a los peajes obtenidos. A continuación, se agrega la retribución por periodo en función de la coincidencia entre la discriminación horaria de seis periodos y la discriminación horaria de tres periodos. Finalmente, el término de energía del peaje correspondiente será el resultado del cociente entre la retribución resultante de la agregación y la energía prevista por periodo (véase Cuadro 31).

En el Cuadro 32 se muestran los términos de energía de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020.

Cuadro 31. Procedimiento de conversión de los términos de energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD de seis a tres periodos. Año 2022

Peaje T&D	Energía por periodo horario (MWh) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	8.895.219	10.622.170	8.051.712	9.585.924	4.155.112	36.112.261

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los peajes (€/MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	17,752	14,567	7,955	5,361	0,321	0,321

Peaje T&D	Facturación por término de energía (miles €) (C) = (A) * (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	157.911	154.733	64.050	51.391	1.334	11.598

Discriminación horaria de tres periodos	Discriminación horaria de seis periodos (D)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Periodo 1	90,5%	33,9%	58,7%	52,2%	0,0%	0,0%
Periodo 2	9,5%	66,1%	41,3%	47,8%	100,0%	0,0%
Periodo 3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%

Discriminación horaria de tres periodos	Conversión de la facturación (miles €) de la DH6 a la DH3 (E) = (C) * (D)						Facturación por periodo de la DH3 (miles €)
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Periodo 1	142.905	52.381	37.575	26.827	-	-	259.687
Periodo 2	15.006	102.353	26.475	24.564	1.334	-	169.733
Periodo 3	-	-	-	-	-	11.598	11.598

Discriminación horaria de tres periodos	Previsión de consumo por periodo de la DH3 (F)
Periodo 1	21.197.374
Periodo 2	20.112.762
Periodo 3	36.112.261

Peaje T&D	Términos de energía de la DH3 (€/MWh) (E) / (F)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0 TD	0,012251	0,008439	0,000321

Fuente: CNMC

Nota: Los precios de los periodos 5 y 6 se han promediado para eliminar discontinuidades.

Cuadro 32. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2022

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,00325	0,00224	0,00010			
3.0 TD	0,00475	0,00387	0,00207	0,00140	0,00010	0,00010
6.1 TD	0,00464	0,00379	0,00211	0,00141	0,00010	0,00010
6.2 TD	0,00373	0,00304	0,00180	0,00104	0,00008	0,00008
6.3 TD	0,00426	0,00351	0,00204	0,00128	0,00010	0,00010
6.4 TD	0,00705	0,00574	0,00306	0,00243	0,00016	0,00016

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,00900	0,00620	0,00022			
3.0 TD	0,01301	0,01069	0,00588	0,00396	0,00022	0,00022
6.1 TD	0,01272	0,01046	0,00601	0,00401	0,00021	0,00021
6.2 TD	0,00544	0,00449	0,00243	0,00192	0,00009	0,00009
6.3 TD	0,00351	0,00300	0,00188	0,00060	0,00014	0,00014
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,01225	0,00844	0,00032			
3.0 TD	0,01775	0,01457	0,00795	0,00536	0,00032	0,00032
6.1 TD	0,01736	0,01425	0,00812	0,00543	0,00032	0,00032
6.2 TD	0,00917	0,00753	0,00423	0,00295	0,00017	0,00017
6.3 TD	0,00777	0,00652	0,00392	0,00188	0,00024	0,00024
6.4 TD	0,00705	0,00574	0,00306	0,00243	0,00016	0,00016

Fuente: CNMC

III. Diseño del peaje de transporte y distribución 2.0 TD

Conforme al punto 2 del Anexo II de la Circular 3/2020, una vez se obtienen los términos de potencia y energía de los peajes 2.0 TD, se procede a su ajuste a efectos de recuperar el 75% con cargo al término de potencia y el 25% con cargo al término de energía (véase Cuadro 33).

Cuadro 33. Procedimiento de ajuste de los términos de potencia y energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD a la estructura fijo-variable de 75%-25%. Año 2022

Peaje T&D	Facturación peaje 2.0 TD a los peajes que resulta de la asignación (miles €) (A)			% potencia sobre total
	Término de potencia (A)	Término de energía (B)	Total (C)	
Peaje T	493.547	117.646	611.193	80,8%
Peaje D	3.063.438	323.372	3.386.811	90,5%
Total	3.556.986	441.018	3.998.004	89,0%

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste del peaje 2.0 TD (D)	
	Término de potencia (C) * 75% / (A)	Término de energía (C) * 25% / (B)
Peaje T	0,929	1,299
Peaje D	0,829	2,618

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

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 2.0 TD antes del ajuste (€/kW año)		Términos de energía del peaje 2.0 TD antes del ajuste (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
Transporte	3,8622	0,0790	0,0033	0,0022	0,0001
Distribución	23,3983	1,0438	0,0090	0,0062	0,0002
Total T&D	27,2605	1,1228	0,01225	0,00844	0,00032

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

Peaje T&D	Término de potencia de los peajes (€/kW año)		Términos de energía de la DH3 (€/kWh) (E) / (F)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
Transporte	3,587080	0,073398	0,004222	0,002903	0,000136
Distribución	19,401176	0,865492	0,023565	0,016243	0,000567
Total T&D	22,988256	0,938890	0,027787	0,019147	0,000703

Fuente: CNMC

En el Cuadro 34 y en el Cuadro 35 se muestran los términos de potencia y energía de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020 tras el diseño de precios del peaje 2.0 TD.

Cuadro 34. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2022

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,587080	0,073398				
3.0 TD	1,504138	1,271316	0,563586	0,444091	0,079027	0,079027
6.1 TD	4,988519	4,988519	2,675491	2,061479	0,170936	0,170936
6.2 TD	5,561606	5,561606	2,839076	2,238890	0,200598	0,200598
6.3 TD	5,491879	5,491879	2,848482	2,229437	0,275903	0,275903
6.4 TD	10,314368	7,894062	3,797235	2,795290	0,528120	0,528120

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,401176	0,865492				
3.0 TD	8,989782	7,881176	3,124926	2,358648	1,043806	1,043806
6.1 TD	13,332285	13,332285	7,313080	5,504410	0,331615	0,331615
6.2 TD	8,031285	8,031285	3,809881	3,809881	0,217848	0,217848
6.3 TD	4,529172	4,529172	2,694675	1,011523	0,362245	0,362245
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,988256	0,938890				
3.0 TD	10,493920	9,152492	3,688512	2,802739	1,122833	1,122833
6.1 TD	18,320805	18,320805	9,988571	7,565889	0,502550	0,502550
6.2 TD	13,592890	13,592890	6,648956	6,048771	0,418446	0,418446
6.3 TD	10,021051	10,021051	5,543157	3,240960	0,638147	0,638147
6.4 TD	10,314368	7,894062	3,797235	2,795290	0,528120	0,528120

Fuente: CNMC

Cuadro 35. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2022

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,004222	0,002903	0,000136			
3.0 TD	0,004746	0,003874	0,002071	0,001397	0,000104	0,000104
6.1 TD	0,004642	0,003789	0,002115	0,001414	0,000103	0,000103
6.2 TD	0,003731	0,003038	0,001800	0,001035	0,000083	0,000083
6.3 TD	0,004260	0,003510	0,002040	0,001278	0,000100	0,000100
6.4 TD	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,023565	0,016243	0,000567			
3.0 TD	0,013006	0,010693	0,005884	0,003964	0,000217	0,000217
6.1 TD	0,012722	0,010458	0,006010	0,004014	0,000213	0,000213
6.2 TD	0,005437	0,004491	0,002428	0,001919	0,000091	0,000091
6.3 TD	0,003514	0,003005	0,001876	0,000602	0,000135	0,000135
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,027787	0,019146	0,000703			
3.0 TD	0,017752	0,014567	0,007955	0,005361	0,000321	0,000321
6.1 TD	0,017364	0,014247	0,008124	0,005428	0,000315	0,000315
6.2 TD	0,009168	0,007529	0,004228	0,002954	0,000174	0,000174
6.3 TD	0,007774	0,006515	0,003917	0,001880	0,000235	0,000235
6.4 TD	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

Fuente: CNMC

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

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

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

Conforme punto 8 del Anexo I de la Circular 3/2020, los términos de energía de cada periodo horario y nivel de tensión resultan del cociente entre la retribución de transporte y distribución asignada al propio nivel de tensión y la energía consumida en ese nivel de tensión (véase Cuadro 36). Se indica que, a efectos de eliminar discontinuidades, se han promediado los precios de los periodos 5 y 6 en todos los peajes.

Cuadro 36. Términos de energía de los pagos de transporte y distribución de los peajes de aplicación a autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2022

Nivel de tensión tarifario	Retribución del propio nivel de tensión que se debe recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	65.943	64.374	34.764	26.015	111	4.251
NT2	9.849	10.236	4.631	5.091	20	600
NT3	3.317	3.661	2.097	798	84	807
NT4	11.341	12.636	5.958	5.773	79	2.014

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	13.352.954	15.499.864	12.537.055	14.399.040	5.935.021	49.825.479
NT1	7.396.910	8.809.422	8.062.649	9.228.398	3.893.275	31.178.038
NT2	2.268.515	2.871.630	2.539.953	2.900.574	1.254.845	11.662.378
NT3	943.832	1.218.374	1.117.379	1.324.284	590.947	5.989.977
NT4	1.609.599	2.200.333	1.945.095	2.372.514	1.177.759	12.264.261

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los pagos de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red (€/kWh) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	0,008915	0,007307	0,004312	0,002819	0,000124	0,000124
NT2	0,004342	0,003565	0,001823	0,001755	0,000048	0,000048
NT3	0,003514	0,003005	0,001876	0,000602	0,000135	0,000135
NT4	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

Fuente: CNMC

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

Conforme al punto 4 de la disposición adicional segunda de la Circular 3/2020, los peajes de aplicación a puntos de suministro conectados en baja y media tensión, dedicados en exclusividad a la recarga de vehículos eléctricos de acceso público, denominados 3.0 TDVE y 6.1 TDVE, se determinan de forma que se recupere el 20% de la facturación por peajes de transporte y distribución de los correspondientes peajes de acceso generales a través del término de

potencia, supuesta una utilización del punto del 10%, lo que bajo estas hipótesis equivale a 5 recargas al día. Se han considerado dos puntos de recarga tipo uno en baja tensión con potencia contratada igual a 50 kW y otro en media tensión con potencia contratada igual a 150 kW (véanse Cuadro 37 y Cuadro 38).

Cuadro 37. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos de recarga de vehículos eléctricos conectados en baja tensión. Año 2022

Hipótesis

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

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TD (€/kW año) (A)						Términos de energía del peaje 3.0 TD (€/kWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	1,504138	1,271316	0,563586	0,444091	0,079027	0,079027	0,004746	0,003874	0,002071	0,001397	0,000104	0,000104
Distribución	8,989782	7,881176	3,124926	2,358648	1,043806	1,043806	0,013006	0,010693	0,005884	0,003964	0,000217	0,000217
Total T&D	10,493920	9,152492	3,688512	2,802739	1,122833	1,122833	0,017752	0,014567	0,007955	0,005361	0,000321	0,000321

Peaje T&D	Facturación al peaje 3.0 TD (miles €)			% potencia sobre total
	Término de potencia (C)	Término de energía (D)	Total (E)	
Peaje T	197	90	287	68,7%
Peaje D	1.222	248	1.470	83,1%
Total	1.419	338	1.757	80,8%

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste para obtener el peaje 3.0 TDVE	
	Término de potencia (F) = (E) * 20% / (C)	Término de energía (G) = (E) * 80% / (D)
Peaje T	0,291	2,556
Peaje D	0,241	4,741

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TDVE (€/kW año) (A) * (F)						Términos de energía del peaje 3.0 TDVE (€/kWh) (B) * (G)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	0,437872	0,370095	0,164066	0,129280	0,023006	0,023006	0,012132	0,009903	0,005293	0,003571	0,000267	0,000267
Distribución	2,162893	1,896169	0,751840	0,567478	0,251134	0,251134	0,061667	0,050698	0,027898	0,018796	0,001028	0,001028
Total T&D	2,600765	2,266264	0,915907	0,696758	0,274140	0,274140	0,073799	0,060601	0,033192	0,022366	0,001295	0,001295

Fuente: CNMC

Cuadro 38. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos de recarga de vehículos eléctricos conectados en media tensión. Año 2022

Hipótesis

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

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.1 TD (€/kW año) (A)						Términos de energía del peaje 6.1 TD (€/kWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	4,9885	4,9885	2,6755	2,0615	0,1709	0,1709	0,00464	0,00379	0,00211	0,00141	0,00010	0,00010
Distribución	13,3323	13,3323	7,3131	5,5044	0,3316	0,3316	0,01272	0,01046	0,00601	0,00401	0,00021	0,00021
Total T&D	18,3208	18,3208	9,9886	7,5659	0,5026	0,5026	0,01736	0,01425	0,00812	0,00543	0,00032	0,00032

Peaje T&D	Facturación al peaje 6.1 TD (miles €)			% potencia sobre total
	Término de potencia (C)	Término de energía (D)	Total (E)	
Peaje T	2,258	266	2,525	89,4%
Peaje D	6,022	736	6,758	89,1%
Total	8,280	1,003	9,283	89,2%

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste para obtener el peaje 6.1 TDVE	
	Término de potencia (F) = (E) * 20% / (C)	Término de energía (G) = (E) * 80% / (D)
Peaje T	0,224	7,581
Peaje D	0,224	7,341

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.1 TDVE (€/kW año) (A) * (F)						Términos de energía del peaje 6.1 TDVE (€/kWh) (B) * (G)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	1,115404	1,115404	0,598224	0,460935	0,038220	0,038220	0,035194	0,028725	0,016034	0,010722	0,000778	0,000778
Distribución	2,992557	2,992557	1,641489	1,235517	0,074434	0,074434	0,093395	0,076774	0,044119	0,029467	0,001561	0,001561
Total T&D	4,107960	4,107960	2,239713	1,696451	0,112654	0,112654	0,128589	0,105500	0,060152	0,040189	0,002338	0,002338

Fuente: CNMC

6.5. Determinación de los términos de excesos de potencia

Conforme al artículo 9.4 de la Circular 3/2020, los términos del exceso de potencia se han calculado de forma que la facturación de acceso que resulta de la optimización de las potencias sea equivalente a la facturación de acceso que resultar de considerar las potencias contratadas máximas de cada periodo, dado el perfil del consumidor medio de cada peaje. Se indica que la facturación de acceso se calcula con los precios de los peajes de transporte y distribución para 2022 que resultan de aplicar la metodología de la Circular.

Este procedimiento se ha realizado para cada uno de los peajes con los perfiles medios de los ejercicios 2016 al 2019. El término del exceso de potencia propuesto se corresponde con el precio medio ponderado por el número de horas en que se sobrepasa la potencia que resulta para todos los peajes y ejercicios.

Este precio se ha incrementado en un 20% a efectos de incentivar la correcta contratación de potencias.

Cabe señalar que la Circular 3/2020, al desvincular la facturación por potencia contratada y excesos de potencia, ha perdido la vinculación temporal entre ambos términos. Es por ello que en el punto segundo del apartado primero de la Resolución de 18 de marzo de 2021 se introdujo la aclaración siguiente: *“La facturación por el término de potencia demandada se realizará mensualmente prorrateándose por el número de días que comprende el periodo de facturación, considerando que el día de lectura inicial está excluido y el día de lectura final está incluido y que los meses son de treinta días. Este mismo criterio será de aplicación en el caso de que se produzca una modificación de la potencia contratada durante el ciclo de lectura.”*

Desde la publicación de dicha Resolución han llegado a la CNMC diversas consultas en relación con el procedimiento de facturación de los excesos de potencia en las que señala, por una parte, que considerar todos los meses de 30 días implica que el término del exceso efectivamente aplicable fuera superior al calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 9.4 de la Circular 3/2020 y, por otra parte, que las distribuidoras están aplicando el procedimiento de facturación de manera no uniforme¹¹, lo que resulta confuso.

Adicionalmente, algunos agentes han señalado que la insuficiencia del término del exceso de potencia para el modo de facturación establecido en el artículo 9.4.b.1 tiene como consecuencia que algunos consumidores opten por no contratar potencia en los periodos 1 y 2 y pagar excesos de potencia.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la Resolución se aclara el procedimiento de facturación por potencia demandada de forma que el precio del exceso de potencia resultará de multiplicar el número de días del periodo de facturación, considerando que el día de lectura inicial está excluido y el día de lectura final está incluido, por el término de facturación por potencia demandada expresado en términos diarios. A los efectos anteriores se publica también el precio del término de facturación del exceso de potencia en términos diarios.

En el caso de que se produjera un cambio de comercializador durante el ciclo de lectura, el distribuidor deberá calcular, en su caso, la facturación por excesos de potencia considerando el ciclo de lectura completo y asignar la totalidad de la facturación por este concepto al comercializador entrante.

¹¹ Si bien el procedimiento es indiferente, algunas distribuidoras calculan la facturación aplicando un precio en términos de kW/día (que resulta de dividir el término del exceso entre 30) y facturan a ese precio todos los días del ciclo, mientras que otras facturan el exceso dividiendo entre 30 días y multiplicando por el número de días del ciclo de facturación.

En el Cuadro 39, se muestra el precio del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes que para 2022.

Cuadro 39. Precio del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes resultantes de la metodología para 2022

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,390820	3,531049	3,594822	3,615613	3,130578	3,083449

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	Periodo						
	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346
	3	-	0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150
	4	-	0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009
	5	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202
6	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	

Fuente: CNMC

A continuación, se compara los precios del exceso de potencia y los coeficientes Ki que resultan para el año 2022, con los del ejercicio 2021 que se incluyen en la memoria que acompaña a la Resolución de 18 de marzo de 2021, en términos de €/kW. Se observan que los precios de los excesos de potencia se reducen entre un 0,2% y un 4,6% con la excepción del precio aplicable al peaje 6.1TD que se incrementa un 3,4%.

**Cuadro 40. Comparación entre los precios del exceso de potencia (€/kW y día)
resultantes de la metodología para el año 2022 y 2021**

A.- Términos resultantes de la metodología

		Año 2022						Año 2021					
		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,390820	3,531049	3,594822	3,615613	3,130578	3,083449	3,407453	3,573872	3,477902	3,624078	3,282167	3,205681
Coeficiente Ki	Periodo	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346	0,040952	0,873773	1,000000	1,000000	1,000000	0,766444
	3	-	0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150	-	0,352340	0,542746	0,490071	0,547301	0,368643
	4	-	0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009	-	0,267883	0,410260	0,437187	0,319935	0,279621
	5	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149
	6	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149

B.- Tasa de Variación (%): 2022 s/ 2021

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

Fuente: CNMC

Como se avanzaba en el punto 6.4 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 18 de marzo de 2021, teniendo en cuenta la necesidad de los consumidores de adaptarse a la nueva estructura de peajes y con objeto de evitar penalizaciones que pudieran ser motivadas por el proceso de adaptación, a partir de 1 de enero de 2022 se traslada la mitad del incremento que resulta de aplicar la metodología establecida en el artículo 9.4 de la Circular 3/2020. Se recuerda que, a partir del 1 de enero de 2023 serán de plena aplicación los precios que resulten de aplicar la metodología de la Circular y serán publicados en la correspondiente Resolución.

Los términos de excesos de potencia aplicables durante el ejercicio 2022 serán los siguientes:

Cuadro 41. Precio del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2022

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		2,398610	2,468725	2,500611	2,511007	2,268489	2,244925

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	Periodo	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346
	3	-	0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150
	4	-	0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009
	5	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202
6	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	

Fuente: CNMC

Como se observa en el Cuadro 42, los precios de los excesos de potencia del ejercicio 2022 son entre un 60% y un 79% superiores a los aplicados en 2021, pero entre un 27% y un 31% inferiores a los resultantes de la metodología establecida en la Circular 3/2020.

Cuadro 42. Comparación entre los precios del exceso de potencia (€/kW) resultantes de la metodología para el año 2022 y 2021

A.- Términos resultantes tras la aplicación del transitorio

		Año 2022						Año 2021					
		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		2,398610	2,468725	2,500611	2,511007	2,268489	2,244925	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400
Coeficiente Ki	Periodo	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346	0,041000	0,873773	1,000000	1,000000	1,000000	0,766444
	3	-	0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150	-	0,352340	0,542746	0,490071	0,547301	0,368643
	4	-	0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009	-	0,267883	0,410260	0,437187	0,319935	0,279621
	5	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149
	6	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149

B.- Tasa de Variación (%): 2022 s/ 2021

		Tasa de Variación. Año 2022 s/ año 2021					
		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		70,5%	75,5%	77,8%	78,5%	61,3%	59,6%
Coeficiente Ki	Periodo	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	2	-0,4%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%
	3		-0,2%	0,5%	-0,2%	1,1%	-0,1%
	4		-0,3%	0,7%	1,8%	1,1%	-3,1%
	5		-0,5%	4,0%	2,4%	3,8%	-1,8%
	6		-0,5%	4,0%	2,4%	3,8%	-1,8%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 43 se muestran los precios del exceso de potencia, en términos de €/kWh y día, y los coeficientes aplicables para el ejercicio 2022.

Cuadro 43. Precio del exceso de potencia (€/kW y día) y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2022

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW y día)		0,078858	0,081164	0,082212	0,082554	0,074580	0,073806

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	Periodo	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346
	3	-	0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150
	4	-	0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009
	5	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202
6	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	

Fuente: CNMC

Como se ha indicado, algunos agentes han señalado que los términos de exceso de potencia son insuficientes para el modo de facturación establecido en el artículo 9.4.b.1, por lo que algunos consumidores han optado no contratar potencia en los periodos 1 y 2 y pagar excesos de potencia.

A efectos ilustrativos, en el Cuadro 43 se compara la facturación por potencia contratada y por potencia demandada de un consumidor que demandara 1 kW en todos los periodos horarios, bajo dos alternativas:

- (i) Que contrata la potencia demandada y, en consecuencia, se le factura por el término de potencia contratada los peajes de transporte y distribución y los cargos establecidos en la Orden TED/371/2021¹².
- (ii) Que no contrata potencia y se le factura únicamente por la potencia demandada.

¹² Se indica que:

- 1^o No se consideran los cargos establecidos en el Real Decreto-ley 17/2021, ya que conforme a la Disposición adicional tercera son de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2021.
- 2^o No se ha tenido en cuenta el impacto del Proyecto de Ley por la que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, por estar pendiente de aprobación.

Cuadro 44. Comparación de la facturación por potencia de un consumidor con tipo de medida 4 o 5 que contrata 1 kW en todos los periodos, con la de un consumidor que no contrata potencia contrata y abona los correspondientes excesos de Potencia.

GT	(A). Facturación por exceso de Potencia (€)						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
2.0 TD	57,567	57,567	-	-	-	-	115,133
3.0 TD	19,750	29,625	24,687	29,625	14,812	59,249	177,748
6.1 TD	20,005	30,007	25,006	30,007	15,004	60,015	180,044
6.2 TD	20,088	30,132	25,110	30,132	15,066	60,264	180,792
6.3 TD	18,148	27,222	22,685	27,222	13,611	54,444	163,331
6.4 TD	17,959	26,939	22,449	26,939	13,470	53,878	161,635

GT	(B). Término de Potencia (€) Peajes y Cargos						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
2.0 TD	30,191	1,402	-	-	-	-	31,593
3.0 TD	19,444	13,631	6,943	6,057	4,377	2,615	53,066
6.1 TD	27,611	22,970	13,367	10,944	3,881	2,051	80,825
6.2 TD	19,049	16,324	8,633	8,033	2,402	1,328	55,768
6.3 TD	14,389	12,207	7,131	4,829	2,226	1,366	42,150
6.4 TD	12,451	8,963	4,574	3,572	1,305	0,884	31,751

GT	Tasa de Variación (%): (A) S/ (B)						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
2.0 TD	91%	4006%					
3.0 TD	2%	117%	256%	389%	238%	2166%	235%
6.1 TD	-27,5%	31%	87%	174%	287%	2826%	123%
6.2 TD	5%	85%	191%	275%	527%	4439%	224%
6.3 TD	26%	123%	218%	464%	511%	3885%	288%
6.4 TD	44%	201%	391%	654%	932%	5993%	409%

Fuente: CNMC y Orden TED/371/2021

Se observa que los consumidores acogidos al peaje 6.1TD y con equipo de medida 4 o 5 tendrían incentivos a contratar potencias nulas en el periodo 1 y abonar los correspondientes excesos de potencia. Asimismo, se observa que en el caso del periodo 1 de los peajes 3.0TD y 6.2TD no contratar potencias supone una penalización de sólo en 2% y el 5% respectivamente.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el caso de los consumidores con equipo de medida 4 o 5, esto es, a los que les es de aplicación el modo de facturación establecido en el artículo 9.4.b.1, se considera conveniente establecer que el precio del exceso de potencia será el resultante de la metodología sin considerar el periodo transitorio (véase Cuadro 39).

6.6. Términos de facturación por energía reactiva

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

No obstante, a efectos de mitigar los problemas de sobretensiones registrados durante el periodo de valle (periodo 6), en la Circular 3/2020 se optó por introducir una disposición transitoria segunda en la que se establece una penalización a los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW a efectos de mantener un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6.

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

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

A la fecha de elaboración de la Resolución está en fase de análisis la propuesta del grupo de trabajo de control de gestión de los factores de potencia, así como

la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación 7.4 relativo al servicio complementario de control de tensión.

En consecuencia, se propone mantener durante el ejercicio 2022 los precios de los términos de facturación por energía reactiva.

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

Conforme a las mejores prácticas regulatorias y en coherencia con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, en el presente epígrafe se analizan las variaciones de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2022 respecto de los peajes de transporte y distribución establecidos para el ejercicio 2021 en la Resolución de 18 de marzo de 2021.

Las variaciones de los peajes de un ejercicio respecto del ejercicio anterior se explican por la variación de la retribución asignados a los mismos, la variación del perfil de los consumidores (que determina la asignación del coste por periodo horario y, en definitiva, en apuntamiento de los precios), la variación de flujos de los balances de potencia y energía (que determina la asignación de costes por nivel de tensión) y la variación de las variables de facturación (que condiciona los valores concretos de los peajes).

Teniendo en cuenta que, como se ha indicado anteriormente, para el ejercicio 2022 se propone mantener los balances y las curvas de carga del ejercicio 2019, empleados en la determinación de los peajes del ejercicio 2021, la variación de los peajes se explica fundamentalmente por la variación de la retribución de transporte y distribución y de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2022.

6.7.1. Impacto de la actualización de la retribución

La retribución del transporte considerada en cálculo de los peajes para el ejercicio 2022 es un 13,3% inferior a la considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2021. Por su parte, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de distribución es un 0,5% superior a la considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2021, según la Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 (véase Cuadro 45).

Cuadro 45. Retribución de las actividades de transporte y distribución consideradas en los peajes de 2021 y 2022

	2021 (A)	2022 (B)	% variación (B) sobre (A)
Retribución del transporte	1.630.899	1.413.260	-13,3%
Retribución de la distribución	5.227.966	5.255.587	0,5%
Total	6.858.865	6.668.847	-2,8%

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

En caso de que en el modelo de asignación no se actualizara ninguna variable más, los peajes de transporte se reducirían homotéticamente en todos sus términos un 13,3%, mientras que los peajes de distribución se incrementarían homotéticamente un 0,5%. El impacto de dicha variación sobre cada grupo tarifario depende del peso de la retribución del transporte asignada respecto de la retribución de la distribución asignada. Así, cuanto mayor sea la retribución del transporte respecto de la distribución mayor será el impacto sobre cada grupo tarifario (véase Cuadro 46).

Cuadro 46. Impacto de la actualización de la retribución de las actividades de transporte y distribución sobre la facturación de peajes de los ejercicios 2021 y 2022

Peaje T&D	Asignación retribución 2021 (A)			Asignación retribución 2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D		
	Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	3.027.602	1.009.201	4.036.802	2.970.764	990.255	3.961.019	-1,9%	-1,9%	-1,9%
3.0 TD	579.661	219.816	799.477	570.075	211.942	782.017	-1,7%	-3,6%	-2,2%
6.1 TD	1.134.717	394.743	1.529.460	1.092.952	380.592	1.473.545	-3,7%	-3,6%	-3,7%
6.2 TD	187.884	67.756	255.640	177.293	63.977	241.270	-5,6%	-5,6%	-5,6%
6.3 TD	64.961	25.624	90.585	60.009	23.690	83.699	-7,6%	-7,5%	-7,6%
6.4 TD	103.279	43.621	146.901	89.497	37.800	127.297	-13,3%	-13,3%	-13,3%
Total	5.098.103	1.760.762	6.858.865	4.960.591	1.708.256	6.668.847	-2,7%	-3,0%	-2,8%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 18 marzo

6.7.2. Impacto de la actualización de las variables de facturación

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

En el Cuadro 47 se muestra el impacto sobre la facturación y el precio medio de los peajes que resultan de actualizar las variables de facturación. Se observa que, como resultado de la actualización de las variables de facturación, se

reduce la facturación del peaje 3.0TD a cambio de aumentar la facturación del peaje 2.0TD que se incrementa un 0,9%. Ello es debido a que, si bien la asignación se realiza por nivel de tensión, los precios de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión dependerán de la evolución de las variables de facturación previstas para cada uno de los colectivos. Por otra parte, cabe señalar que el precio medio del peaje de acceso de transporte y distribución disminuye para todos los grupos tarifarios, motivado, en parte, por el incremento de la demanda respecto de la prevista para el ejercicio 2021.

Cuadro 47. Impacto en la facturación de peajes de transporte y distribución de la actualización de las variables de facturación. Año 2022

Asignación variables facturación 2021 (A)								
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	123.925	76.223	3.027.602	1.009.201	4.036.802	39,72	13,24	52,96
3.0 TD	20.096	33.553	579.661	219.816	799.477	17,28	6,55	23,83
6.1 TD	17.769	67.230	1.134.717	394.743	1.529.460	16,88	5,87	22,75
6.2 TD	4.118	23.363	187.884	67.756	255.640	8,04	2,90	10,94
6.3 TD	1.881	10.273	64.961	25.624	90.585	6,32	2,49	8,82
6.4 TD	3.402	21.330	103.279	43.621	146.901	4,84	2,05	6,89
Total	171.192	231.971	5.098.103	1.760.762	6.858.865	21,98	7,59	29,57

Asignación variables facturación 2022 (B)								
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	125.316	77.422	3.055.745	1.018.582	4.074.326	39,47	13,16	52,62
3.0 TD	125.316	34.127	537.256	224.697	761.953	15,74	6,58	22,33
6.1 TD	125.316	68.569	1.134.717	394.743	1.529.460	16,55	5,76	22,31
6.2 TD	125.316	23.498	187.884	67.756	255.640	8,00	2,88	10,88
6.3 TD	125.316	11.185	64.961	25.624	90.585	5,81	2,29	8,10
6.4 TD	125.316	21.570	103.279	43.621	146.901	4,79	2,02	6,81
Total	751.895	236.370	5.083.842	1.775.023	6.858.865	21,51	7,51	29,02

% variación (B) sobre (A)								
Peaje T&D	Potencia facturada	Consumo	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	1,1%	1,6%	0,9%	0,9%	0,9%	-0,6%	-0,6%	-0,6%
3.0 TD	523,6%	1,7%	-7,3%	2,2%	-4,7%	-8,9%	0,5%	-6,3%
6.1 TD	605,2%	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%
6.2 TD	2943,1%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,6%	-0,6%	-0,6%
6.3 TD	6560,8%	8,9%	0,0%	0,0%	0,0%	-8,2%	-8,2%	-8,2%
6.4 TD	3583,4%	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	-1,1%	-1,1%	-1,1%
Total	339,2%	1,9%	-0,3%	0,8%	0,0%	-2,1%	-1,1%	-1,9%

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de la CNMC y Memoria de la Resolución

6.7.3. Impacto conjunto

En el Cuadro 48, Cuadro 49 y en el Cuadro 50 se comparan los peajes que resultan para el ejercicio 2022 con los peajes del ejercicio 2021 establecidos en la Resolución, de 18 de marzo de 2021 de la CNMC. Cabe señalar que, con carácter general, los términos de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución se reducen, con la excepción del término de energía del periodo 1 del peaje 2.0TD que se incrementa un 1%. Dichas variaciones son consecuencia, como ya se ha señalado, de las modificaciones de las variables previstas para el año 2022 sobre las consideradas en las Resolución de peajes del año 2021.

Por otra parte, en el Cuadro 51 se compara la previsión de consumo inicial para el ejercicio 2021, así como la facturación de peajes de transporte y distribución y la facturación media con la previsión de consumo, facturación y facturación media que resultan para el ejercicio 2022. Se observa que, en términos medios, la facturación media se reduce un 2,8%, motivado por la reducción de la retribución de transporte a asignar.

Por grupo tarifario, se observa una reducción de la facturación de acceso de todos los grupos tarifarios, mayor cuanto mayor es el nivel de tensión, motivado por la reducción de los peajes de transporte.

Al aumentar las variables de facturación de todos los grupos tarifarios (con la excepción de las potencias contratadas de los consumidores acogidos al peaje 3.0 TD), se producen reducciones de la facturación media de todos los grupos tarifarios, superiores a la reducción de la facturación de peajes.

Cuadro 48. Comparación de los peajes de transporte para 2021 y 2022

Peaje de transporte . Previsión inicial 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	4,1511	0,0863					0,004720	0,003548	0,000155			
3.0 TD	1,7307	1,4665	0,6491	0,5113	0,0925	0,0925	0,005499	0,004636	0,002471	0,001632	0,000122	0,000122
6.1 TD	6,4306	6,4306	3,4357	2,6399	0,2097	0,2097	0,005603	0,004581	0,002641	0,001678	0,000118	0,000118
6.2 TD	6,8036	6,8036	3,4939	2,6862	0,2371	0,2371	0,004594	0,003707	0,002277	0,001210	0,000093	0,000093
6.3 TD	6,7498	6,7498	3,4814	2,6559	0,3323	0,3323	0,005637	0,004647	0,002754	0,001628	0,000122	0,000122
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

Peaje de transporte . Previsión inicial 2022 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,5871	0,0734					0,004222	0,002903	0,000136			
3.0 TD	1,5041	1,2713	0,5636	0,4441	0,0790	0,0790	0,004746	0,003874	0,002071	0,001397	0,000104	0,000104
6.1 TD	4,9885	4,9885	2,6755	2,0615	0,1709	0,1709	0,004642	0,003789	0,002115	0,001414	0,000103	0,000103
6.2 TD	5,5616	5,5616	2,8391	2,2389	0,2006	0,2006	0,003731	0,003038	0,001800	0,001035	0,000083	0,000083
6.3 TD	5,4919	5,4919	2,8485	2,2294	0,2759	0,2759	0,004260	0,003510	0,002040	0,001278	0,000100	0,000100
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte						Variación del término de energía del peaje de transporte					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-14%	-15%					-11%	-18%	-13%			
3.0 TD	-13%	-13%	-13%	-13%	-15%	-15%	-14%	-16%	-16%	-14%	-15%	-15%
6.1 TD	-22%	-22%	-22%	-22%	-18%	-18%	-17%	-17%	-20%	-16%	-12%	-12%
6.2 TD	-18%	-18%	-19%	-17%	-15%	-15%	-19%	-18%	-21%	-14%	-11%	-11%
6.3 TD	-19%	-19%	-18%	-16%	-17%	-17%	-24%	-24%	-26%	-21%	-18%	-18%
6.4 TD	-14%	-15%	-15%	-17%	-16%	-16%	-20%	-18%	-24%	-19%	-11%	-11%

Fuente: CNMC, Memoria de la Circular 3/2020 y Memoria de la Resolución

Cuadro 49. Comparación de los peajes de distribución para 2021 y para 2022

Peajes de distribución. Previsión inicial 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,3187	0,8749					0,022658	0,017076	0,000559			
3.0 TD	8,9162	7,8365	3,1022	2,3408	1,0528	1,0528	0,012990	0,011028	0,006052	0,003992	0,000218	0,000218
6.1 TD	14,8146	14,8146	8,0950	6,0761	0,3506	0,3506	0,013235	0,010898	0,006469	0,004104	0,000210	0,000210
6.2 TD	8,4689	8,4689	3,9908	3,9908	0,2219	0,2219	0,005771	0,004725	0,002648	0,001933	0,000087	0,000087
6.3 TD	4,7984	4,7984	2,8389	1,0387	0,3761	0,3761	0,004009	0,003429	0,002183	0,000662	0,000142	0,000142
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Peajes de distribución. Previsión inicial 2022 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,4012	0,8655					0,023565	0,016243	0,000567			
3.0 TD	8,9898	7,8812	3,1249	2,3586	1,0438	1,0438	0,013006	0,010693	0,005884	0,003964	0,000217	0,000217
6.1 TD	13,3323	13,3323	7,3131	5,5044	0,3316	0,3316	0,012722	0,010458	0,006010	0,004014	0,000213	0,000213
6.2 TD	8,0313	8,0313	3,8099	3,8099	0,2178	0,2178	0,005437	0,004491	0,002428	0,001919	0,000091	0,000091
6.3 TD	4,5292	4,5292	2,6947	1,0115	0,3622	0,3622	0,003514	0,003005	0,001876	0,000602	0,000135	0,000135
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0%	-1%					4%	-5%	2%			
3.0 TD	1%	1%	1%	1%	-1%	-1%	0%	-3%	-3%	-1%	0%	0%
6.1 TD	-10%	-10%	-10%	-9%	-5%	-5%	-4%	-4%	-7%	-2%	1%	1%
6.2 TD	-5%	-5%	-5%	-5%	-2%	-2%	-6%	-5%	-8%	-1%	4%	4%
6.3 TD	-6%	-6%	-5%	-3%	-4%	-4%	-12%	-12%	-14%	-9%	-5%	-5%
6.4 TD												

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de la CNMC y Memoria de la Resolución

Cuadro 50. Comparación de los peajes de transporte y distribución para 2021 y para 2022

Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,4698	0,9611					0,027378	0,020624	0,000714			
3.0 TD	10,6469	9,3030	3,7513	2,8521	1,1453	1,1453	0,018489	0,015664	0,008523	0,005624	0,000340	0,000340
6.1 TD	21,2452	21,2452	11,5307	8,7160	0,5603	0,5603	0,018838	0,015479	0,009110	0,005782	0,000328	0,000328
6.2 TD	15,2725	15,2725	7,4846	6,6769	0,4590	0,4590	0,010365	0,008432	0,004925	0,003143	0,000180	0,000180
6.3 TD	11,5482	11,5482	6,3204	3,6947	0,7083	0,7083	0,009646	0,008076	0,004937	0,002290	0,000264	0,000264
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 2022 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,9883	0,9389					0,027787	0,019147	0,000703			
3.0 TD	10,4939	9,1525	3,6885	2,8027	1,1228	1,1228	0,017752	0,014567	0,007955	0,005361	0,000321	0,000321
6.1 TD	18,3208	18,3208	9,9886	7,5659	0,5026	0,5026	0,017364	0,014247	0,008124	0,005428	0,000315	0,000315
6.2 TD	13,5929	13,5929	6,6490	6,0488	0,4184	0,4184	0,009168	0,007529	0,004228	0,002954	0,000174	0,000174
6.3 TD	10,0211	10,0211	5,5432	3,2410	0,6381	0,6381	0,007774	0,006515	0,003917	0,001880	0,000235	0,000235
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	variación del término de potencia del peaje de transporte y distribución						Variación del término de energía del peaje de transporte y distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-2%	-2%					1%	-7%	-2%			
3.0 TD	-1%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-4%	-7%	-7%	-5%	-6%	-6%
6.1 TD	-14%	-14%	-13%	-13%	-10%	-10%	-8%	-8%	-11%	-6%	-4%	-4%
6.2 TD	-11%	-11%	-11%	-9%	-9%	-9%	-12%	-11%	-14%	-6%	-3%	-3%
6.3 TD	-13%	-13%	-12%	-12%	-10%	-10%	-19%	-19%	-21%	-18%	-11%	-11%
6.4 TD	-14%	-15%	-15%	-17%	-16%	-16%	-20%	-18%	-24%	-19%	-11%	-11%

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de la CNMC y Memoria de la Resolución

Cuadro 51. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio de los ejercicios 2021 y 2022

Previsión inicial 2021 (A)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	123.925	76.223	4.036.802	52,96
3.0 TD	20.096	33.553	799.477	23,83
6.1 TD	17.769	67.230	1.529.460	22,75
6.2 TD	4.118	23.363	255.640	10,94
6.3 TD	1.881	10.273	90.585	8,82
6.4 TD	3.402	21.330	146.901	6,89
Total	171.192	231.971	6.858.865	29,57

Previsión inicial 2022 (B)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	125.318	77.422	3.998.004	51,64
3.0 TD	18.616	34.127	745.032	21,83
6.1 TD	19.799	68.569	1.473.545	21,49
6.2 TD	4.354	23.498	241.270	10,27
6.3 TD	1.993	11.185	83.699	7,48
6.4 TD	3.461	21.570	127.297	5,90
Total	173.542	236.370	6.668.847	28,21

% variación (B) sobre (A)				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	1,1%	1,6%	-1,0%	-2,5%
3.0 TD	-7,4%	1,7%	-6,8%	-8,4%
6.1 TD	11,4%	2,0%	-3,7%	-5,5%
6.2 TD	5,7%	0,6%	-5,6%	-6,2%
6.3 TD	6,0%	8,9%	-7,6%	-15,1%
6.4 TD	1,7%	1,1%	-13,3%	-14,3%
Total	1,4%	1,9%	-2,8%	-4,6%

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de la CNMC y Memoria de la Resolución

A efectos de comprender mejor las variaciones de los peajes respecto del ejercicio 2021, en el Cuadro 52, el Cuadro 53 y el Cuadro 54 se presentan las variaciones de peajes de transporte, distribución y transporte y distribución, respectivamente, que hubieran resultado dada la previsión de cierre del ejercicio 2021 respecto de la previsión inicial Resolución de 18 de marzo de 2021 y en el Cuadro 55 se compara las previsiones de potencia facturada, consumo, facturación de peajes y facturación media que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020 dado el escenario inicial previsto para el ejercicio 2021 y el escenario previsto para el cierre del mismo ejercicio.

Se observa que, como resultado de actualizar las variables de facturación respecto de las inicialmente previstas para el ejercicio 2021, los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2021 se reducen en todos los periodos horarios, con la excepción de los términos de potencia de los peajes 2.0TD (periodo 1), 3.0 TD (periodos 1 al 4) y los términos de energía de los peajes 2.0TD (periodos 1 y 3), 3.0 TD (periodos 1, 4, 5 y 6), 6.1 TD (periodos 5 y 6), 6.2 TD (periodos 4, 5 y 6) y 6.4 TD (periodos 5 y 6).

Asimismo, como resultado de actualizar las variables de acceso, la facturación de peajes de acceso se mantiene constante, con la excepción de los peajes 2.0 TD y 3.0 TD, motivado porque si bien el coste asignado a la baja tensión es el mismo, la diferente evolución de potencias y consumo hace que la asignación a cada uno de los peajes resulte diferente. No obstante, los precios medios de peajes de todos los consumidores se verían reducidos, con la excepción de los precios medios de los peajes 6.2 TD y 6.4 TD, motivado por un incremento estimado de las potencias y consumos sobre las inicialmente previstas, con la excepción de las variables de facturación del peaje 3.0TD (cuya potencia facturada se estima será inferior en un 7,9% a la inicialmente prevista y el consumo un 0,3% inferior), 6.2 TD (cuya previsión de consumo se estima un 1,5% a la inicialmente considerada) y 6.4 TD (cuya previsión de consumo se estima un 2,5% a la inicialmente considerada).

Cuadro 52. Peajes de transporte para 2021 del escenario de previsión de Resolución de 18 de marzo de 2021 y según la previsión de cierre de 2021

Peaje de transporte . Previsión inicial 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	4,1511	0,0863	-	-	-	-	0,0047	0,0035	0,0002	-	-	-
3.0 TD	1,7307	1,4665	0,6491	0,5113	0,0925	0,0925	0,0055	0,0046	0,0025	0,0016	0,0001	0,0001
6.1 TD	6,4306	6,4306	3,4357	2,6399	0,2097	0,2097	0,0056	0,0046	0,0026	0,0017	0,0001	0,0001
6.2 TD	6,8036	6,8036	3,4939	2,6862	0,2371	0,2371	0,0046	0,0037	0,0023	0,0012	0,0001	0,0001
6.3 TD	6,7498	6,7498	3,4814	2,6559	0,3323	0,3323	0,0056	0,0046	0,0028	0,0016	0,0001	0,0001
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285	0,0088	0,0070	0,0040	0,0030	0,0002	0,0002

Peaje de transporte . Previsión final 2021 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	4,1775	0,0855	-	-	-	-	0,004917	0,003391	0,000158	-	-	-
3.0 TD	1,7505	1,4795	0,6559	0,5168	0,0920	0,0920	0,005546	0,004533	0,002423	0,001634	0,000122	0,000122
6.1 TD	5,8132	5,8132	3,1180	2,4026	0,1993	0,1993	0,005443	0,004441	0,002479	0,001658	0,000120	0,000120
6.2 TD	6,4194	6,4194	3,2830	2,5887	0,2338	0,2338	0,004386	0,003572	0,002117	0,001219	0,000099	0,000099
6.3 TD	6,5114	6,5114	3,3784	2,6411	0,3281	0,3281	0,005045	0,004157	0,002417	0,001514	0,000118	0,000118
6.4 TD	11,9040	9,0962	4,3946	3,2385	0,6158	0,6158	0,008439	0,006877	0,003669	0,002914	0,000186	0,000186

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte						Variación del término de energía del peaje de transporte					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,6%	-0,9%	-	-	-	-	4,2%	-4,4%	1,9%	-	-	-
3.0 TD	1,1%	0,9%	1,0%	1,1%	-0,6%	-0,6%	0,8%	-2,2%	-1,9%	0,1%	0,3%	0,3%
6.1 TD	-9,6%	-9,6%	-9,2%	-9,0%	-4,9%	-4,9%	-2,8%	-3,0%	-6,1%	-1,2%	2,2%	2,2%
6.2 TD	-5,6%	-5,6%	-6,0%	-3,6%	-1,4%	-1,4%	-4,5%	-3,7%	-7,0%	0,8%	5,7%	5,7%
6.3 TD	-3,5%	-3,5%	-3,0%	-0,6%	-1,3%	-1,3%	-10,5%	-10,5%	-12,2%	-7,0%	-2,8%	-2,8%
6.4 TD	-1,2%	-1,5%	-1,1%	-3,9%	-2,0%	-2,0%	-3,8%	-1,5%	-9,0%	-2,7%	6,7%	6,7%

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

Cuadro 53. Peajes de distribución para 2021 del escenario de previsión de Resolución de 18 de marzo de 2021 y según la previsión de cierre de 2021

Peajes de distribución. Previsión inicial 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,3187	0,8749	-	-	-	-	0,0227	0,0171	0,0006	-	-	-
3.0 TD	8,9162	7,8365	3,1022	2,3408	1,0528	1,0528	0,0130	0,0110	0,0061	0,0040	0,0002	0,0002
6.1 TD	14,8146	14,8146	8,0950	6,0761	0,3506	0,3506	0,0132	0,0109	0,0065	0,0041	0,0002	0,0002
6.2 TD	8,4689	8,4689	3,9908	3,9908	0,2219	0,2219	0,0058	0,0047	0,0026	0,0019	0,0001	0,0001
6.3 TD	4,7984	4,7984	2,8389	1,0387	0,3761	0,3761	0,0040	0,0034	0,0022	0,0007	0,0001	0,0001
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Peajes de distribución. Previsión final 2021 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,4696	0,8684	-	-	-	-	0,023648	0,016345	0,000570	-	-	-
3.0 TD	9,0186	7,9061	3,1348	2,3661	1,0470	1,0470	0,0131	0,0108	0,0059	0,0040	0,0002	0,0002
6.1 TD	13,3924	13,3924	7,3465	5,5300	0,3333	0,3333	0,0129	0,0106	0,0061	0,0041	0,0002	0,0002
6.2 TD	7,9907	7,9907	3,7974	3,7974	0,2188	0,2188	0,0055	0,0046	0,0025	0,0019	0,0001	0,0001
6.3 TD	4,6289	4,6289	2,7549	1,0329	0,3713	0,3713	0,0036	0,0031	0,0019	0,0006	0,0001	0,0001
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,8%	-0,7%	-	-	-	-	4,4%	-4,3%	2,0%	-	-	-
3.0 TD	1,1%	0,9%	1,0%	1,1%	-0,6%	-0,6%	0,8%	-2,2%	-1,9%	0,1%	0,3%	0,3%
6.1 TD	-9,6%	-9,6%	-9,2%	-9,0%	-4,9%	-4,9%	-2,8%	-3,0%	-6,1%	-1,2%	2,2%	2,2%
6.2 TD	-5,6%	-5,6%	-4,8%	-4,8%	-1,4%	-1,4%	-4,5%	-3,7%	-7,0%	0,8%	5,7%	5,7%
6.3 TD	-3,5%	-3,5%	-3,0%	-0,6%	-1,3%	-1,3%	-10,5%	-10,5%	-12,2%	-7,0%	-2,8%	-2,8%
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

Cuadro 54 Peajes de transporte y distribución para 2021 del escenario de previsión de Resolución de 18 de marzo de 2021 y según la previsión de cierre de 2021

Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,4698	0,9611					0,0274	0,0206	0,0007			
3.0 TD	10,6469	9,3030	3,7513	2,8521	1,1453	1,1453	0,0185	0,0157	0,0085	0,0056	0,0003	0,0003
6.1 TD	21,2452	21,2452	11,5307	8,7160	0,5603	0,5603	0,0188	0,0155	0,0091	0,0058	0,0003	0,0003
6.2 TD	15,2725	15,2725	7,4846	6,6769	0,4590	0,4590	0,0104	0,0084	0,0049	0,0031	0,0002	0,0002
6.3 TD	11,5482	11,5482	6,3204	3,6947	0,7083	0,7083	0,0096	0,0081	0,0049	0,0023	0,0003	0,0003
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285	0,0088	0,0070	0,0040	0,0030	0,0002	0,0002

Peaje de transporte y distribución. Previsión final 2021 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,6472	0,9539					0,028566	0,019736	0,000729			
3.0 TD	10,7691	9,3856	3,7907	2,8830	1,1389	1,1389	0,018646	0,015316	0,008357	0,005631	0,000341	0,000341
6.1 TD	19,2056	19,2056	10,4645	7,9326	0,5327	0,5327	0,018301	0,015007	0,008550	0,005714	0,000335	0,000335
6.2 TD	14,4100	14,4100	7,0804	6,3861	0,4526	0,4526	0,009895	0,008124	0,004579	0,003167	0,000191	0,000191
6.3 TD	11,1403	11,1403	6,1333	3,6741	0,6995	0,6995	0,008633	0,007224	0,004333	0,002129	0,000256	0,000256
6.4 TD	11,9040	9,0962	4,3946	3,2385	0,6158	0,6158	0,008439	0,006877	0,003669	0,002914	0,000186	0,000186

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte y distribución						Variación del término de energía del peaje de transporte y distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,8%	-0,8%					4,3%	-4,3%	2,0%			
3.0 TD	1,1%	0,9%	1,0%	1,1%	-0,6%	-0,6%	0,8%	-2,2%	-1,9%	0,1%	0,3%	0,3%
6.1 TD	-9,6%	-9,6%	-9,2%	-9,0%	-4,9%	-4,9%	-2,9%	-3,0%	-6,1%	-1,2%	2,1%	2,1%
6.2 TD	-5,6%	-5,6%	-5,4%	-4,4%	-1,4%	-1,4%	-4,5%	-3,7%	-7,0%	0,8%	6,1%	6,1%
6.3 TD	-3,5%	-3,5%	-3,0%	-0,6%	-1,3%	-1,3%	-10,5%	-10,5%	-12,2%	-7,0%	-3,0%	-3,0%
6.4 TD	-1,2%	-1,5%	-1,1%	-3,9%	-2,0%	-2,0%	-3,8%	-1,5%	-9,0%	-2,7%	6,3%	6,3%

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

Cuadro 55. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio del ejercicio 2021 de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y según la previsión de cierre

Previsión inicial 2021 (A)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	123.925	76.223	4.036.802	52,96
3.0 TD	20.096	33.553	799.477	23,83
6.1 TD	17.769	67.230	1.529.460	22,75
6.2 TD	4.118	23.363	255.640	10,94
6.3 TD	1.881	10.273	90.585	8,82
6.4 TD	3.402	21.330	146.901	6,89
Total	171.192	231.971	6.858.865	29,57

Previsión final 2021 (B)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	124.210	76.590	4.074.255	53,20
3.0 TD	18.512	33.457	762.024	22,78
6.1 TD	19.607	67.526	1.529.460	22,65
6.2 TD	4.350	23.002	255.640	11,11
6.3 TD	1.940	10.895	90.585	8,31
6.4 TD	3.458	20.789	146.901	7,07
Total	172.077	232.259	6.858.865	29,53

% variación (B) sobre (A)				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	0,2%	0,5%	0,9%	0,4%
3.0 TD	-7,9%	-0,3%	-4,7%	-4,4%
6.1 TD	10,3%	0,4%	0,0%	-0,4%
6.2 TD	5,6%	-1,5%	0,0%	1,6%
6.3 TD	3,1%	6,1%	0,0%	-5,7%
6.4 TD	1,6%	-2,5%	0,0%	2,6%
Total	0,5%	0,1%	0,0%	-0,1%

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

Por último, en el Cuadro 56, el Cuadro 57 y el Cuadro 58 se comparan los peajes de transporte y distribución que resultan para el cierre del ejercicio 2021 con los peajes que resultan para 2022. Se observa que los peajes de transporte y distribución resultantes para el año 2022 son siempre inferiores a los que resultan de considerar el escenario de cierre de 2021.

En el Cuadro 59 se compara las previsiones de potencia facturada, consumo, facturación de peajes y facturación media que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020 dado el escenario previsto para el cierre del ejercicio 2021 y para 2022. Cabe señalar que se estima un incremento de las previsiones de potencia y energía para el ejercicio 2022 sobre las consideradas para el cierre de 2021.

Cuadro 56. Peajes de transporte resultantes para 2021 con la previsión de cierre de 2021 y para 2022

Peaje de transporte . Previsión final 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	4,1775	0,0855					0,004917	0,003391	0,000158			
3.0 TD	1,7505	1,4795	0,6559	0,5168	0,0920	0,0920	0,005546	0,004533	0,002423	0,001634	0,000122	0,000122
6.1 TD	5,8132	5,8132	3,1180	2,4026	0,1993	0,1993	0,005443	0,004441	0,002479	0,001658	0,000120	0,000120
6.2 TD	6,4194	6,4194	3,2830	2,5887	0,2338	0,2338	0,004386	0,003572	0,002117	0,001219	0,000099	0,000099
6.3 TD	6,5114	6,5114	3,3784	2,6411	0,3281	0,3281	0,005045	0,004157	0,002417	0,001514	0,000118	0,000118
6.4 TD	11,9040	9,0962	4,3946	3,2385	0,6158	0,6158	0,008439	0,006877	0,003669	0,002914	0,000186	0,000186

Peaje de transporte . Previsión inicial 2022 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,5871	0,0734					0,004222	0,002903	0,000136			
3.0 TD	1,5041	1,2713	0,5636	0,4441	0,0790	0,0790	0,004746	0,003874	0,002071	0,001397	0,000104	0,000104
6.1 TD	4,9885	4,9885	2,6755	2,0615	0,1709	0,1709	0,004642	0,003789	0,002115	0,001414	0,000103	0,000103
6.2 TD	5,5616	5,5616	2,8391	2,2389	0,2006	0,2006	0,003731	0,003038	0,001800	0,001035	0,000083	0,000083
6.3 TD	5,4919	5,4919	2,8485	2,2294	0,2759	0,2759	0,004260	0,003510	0,002040	0,001278	0,000100	0,000100
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte						Variación del término de energía del peaje de transporte					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-14%	-14%					-14%	-14%	-14%			
3.0 TD	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-15%	-15%	-15%	-15%
6.1 TD	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-15%	-15%	-15%	-15%	-14%	-14%
6.2 TD	-13%	-13%	-14%	-14%	-14%	-14%	-15%	-15%	-15%	-15%	-16%	-16%
6.3 TD	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-15%	-15%
6.4 TD	-13%	-13%	-14%	-14%	-14%	-14%	-17%	-16%	-17%	-17%	-16%	-16%

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

Cuadro 57. Peajes de distribución resultantes para 2021 con la previsión de cierre de 2021 y para 2022

Peajes de distribución. Previsión final 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,4696	0,8684					0,023648	0,016345	0,000570			
3.0 TD	9,0186	7,9061	3,1348	2,3661	1,0470	1,0470	0,013100	0,010783	0,005934	0,003997	0,000219	0,000219
6.1 TD	13,3924	13,3924	7,3465	5,5300	0,3333	0,3333	0,012858	0,010566	0,006071	0,004056	0,000215	0,000215
6.2 TD	7,9907	7,9907	3,7974	3,7974	0,2188	0,2188	0,005509	0,004552	0,002462	0,001948	0,000092	0,000092
6.3 TD	4,6289	4,6289	2,7549	1,0329	0,3713	0,3713	0,003588	0,003067	0,001916	0,000615	0,000138	0,000138
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Peajes de distribución. Previsión inicial 2022 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,4012	0,8655					0,023565	0,016243	0,000567			
3.0 TD	8,9898	7,8812	3,1249	2,3586	1,0438	1,0438	0,013006	0,010693	0,005884	0,003964	0,000217	0,000217
6.1 TD	13,3323	13,3323	7,3131	5,5044	0,3316	0,3316	0,012722	0,010458	0,006010	0,004014	0,000213	0,000213
6.2 TD	8,0313	8,0313	3,8099	3,8099	0,2178	0,2178	0,005437	0,004491	0,002428	0,001919	0,000091	0,000091
6.3 TD	4,5292	4,5292	2,6947	1,0115	0,3622	0,3622	0,003514	0,003005	0,001876	0,000602	0,000135	0,000135
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0%	0%					0%	-1%	-1%			
3.0 TD	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
6.1 TD	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
6.2 TD	1%	1%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-2%	-2%
6.3 TD	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%
6.4 TD												

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de y Memoria de la Resolución

Cuadro 58. Peajes de transporte y distribución resultantes para 2021 con la previsión de cierre de 2021 y para 2022

Peaje de transporte y distribución. Previsión final 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,6472	0,9539					0,028566	0,019736	0,000729			
3.0 TD	10,7691	9,3856	3,7907	2,8830	1,1389	1,1389	0,018646	0,015316	0,008357	0,005631	0,000341	0,000341
6.1 TD	19,2056	19,2056	10,4645	7,9326	0,5327	0,5327	0,018301	0,015007	0,008550	0,005714	0,000335	0,000335
6.2 TD	14,4100	14,4100	7,0804	6,3861	0,4526	0,4526	0,009895	0,008124	0,004579	0,003167	0,000191	0,000191
6.3 TD	11,1403	11,1403	6,1333	3,6741	0,6995	0,6995	0,008633	0,007224	0,004333	0,002129	0,000256	0,000256
6.4 TD	11,9040	9,0962	4,3946	3,2385	0,6158	0,6158	0,008439	0,006877	0,003669	0,002914	0,000186	0,000186

Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 2022 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,9883	0,9389					0,027787	0,019147	0,000703			
3.0 TD	10,4939	9,1525	3,6885	2,8027	1,1228	1,1228	0,017752	0,014567	0,007955	0,005361	0,000321	0,000321
6.1 TD	18,3208	18,3208	9,9886	7,5659	0,5026	0,5026	0,017364	0,014247	0,008124	0,005428	0,000315	0,000315
6.2 TD	13,5929	13,5929	6,6490	6,0488	0,4184	0,4184	0,009168	0,007529	0,004228	0,002954	0,000174	0,000174
6.3 TD	10,0211	10,0211	5,5432	3,2410	0,6381	0,6381	0,007774	0,006515	0,003917	0,001880	0,000235	0,000235
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte y distribución						Variación del término de energía del peaje de transporte y distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-3%	-2%					-3%	-3%	-4%			
3.0 TD	-3%	-2%	-3%	-3%	-1%	-1%	-5%	-5%	-5%	-5%	-6%	-6%
6.1 TD	-5%	-5%	-5%	-5%	-6%	-6%	-5%	-5%	-5%	-5%	-6%	-6%
6.2 TD	-6%	-6%	-6%	-5%	-8%	-8%	-7%	-7%	-8%	-7%	-9%	-9%
6.3 TD	-10%	-10%	-10%	-12%	-9%	-9%	-10%	-10%	-10%	-12%	-8%	-8%
6.4 TD	-13%	-13%	-14%	-14%	-14%	-14%	-17%	-16%	-17%	-17%	-16%	-16%

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de y Memoria de la Resolución

Cuadro 59. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio de para el cierre del ejercicio 2021 y 2022

Previsión final 2021 (A)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	124.210	76.590	4.074.255	53,20
3.0 TD	18.512	33.457	762.024	22,78
6.1 TD	19.607	67.526	1.529.460	22,65
6.2 TD	4.350	23.002	255.640	11,11
6.3 TD	1.940	10.895	90.585	8,31
6.4 TD	3.458	20.789	146.901	7,07
Total	172.077	232.259	6.858.865	29,53

Previsión inicial 2022 (B)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	125.318	77.422	3.998.004	51,64
3.0 TD	18.616	34.127	745.032	21,83
6.1 TD	19.799	68.569	1.473.545	21,49
6.2 TD	4.354	23.498	241.270	10,27
6.3 TD	1.993	11.185	83.699	7,48
6.4 TD	3.461	21.570	127.297	5,90
Total	173.542	236.370	6.668.847	28,21

% variación (B) sobre (A)				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	0,9%	1,1%	-1,9%	-2,9%
3.0 TD	0,6%	2,0%	-2,2%	-4,1%
6.1 TD	1,0%	1,5%	-3,7%	-5,1%
6.2 TD	0,1%	2,2%	-5,6%	-7,6%
6.3 TD	2,8%	2,7%	-7,6%	-10,0%
6.4 TD	0,1%	3,8%	-13,3%	-16,5%
Total	0,9%	1,8%	-2,8%	-4,5%

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

De los análisis anteriores cabe concluir que la variación de los peajes del ejercicio 2022 está determinada por la evolución de las previsiones de las variables de facturación previstas para 2022 y por la reducción de la retribución de transporte a recuperar con cargo a los peajes de dicho ejercicio.

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

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

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

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

En el Anexo I de la Memoria se detallan las hipótesis implícitas en las previsiones de demanda para el periodo 2021-2025.

En el Cuadro 60 se muestra la evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar el impacto de la resolución de lesividad sobre la retribución de ejercicios posteriores. Cabe señalar la reducción relevante en 2024 de los peajes de transporte como consecuencia de la salida de la base regulatoria de activos de las instalaciones de transporte anteriores a 1998. Cabe señalar que, este último hecho afecta en mayor medida a los consumidores conectados en la red de transporte que verán reducido su peaje en un 19,8% respecto del ejercicio 2023.

Cuadro 60. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio supuesto el impacto de la lesividad se asigna a cargos

	2022	2023	2024	2025
Retribución redes (miles €)	6.668.847	6.732.829	6.579.763	6.730.597
Transporte	1.413.260	1.372.608	1.103.914	1.145.503
Distribución	5.255.587	5.360.221	5.475.849	5.585.095
% variación retribución	-2,8%	1,0%	-2,3%	2,3%
Transporte	-13,3%	-2,9%	-19,6%	3,8%
Distribución	0,5%	2,0%	2,2%	2,0%
Consumo (GWh)	236.370	239.795	242.420	244.293
2.0 TD	77.422	77.210	77.080	77.052
3.0 TD	34.127	35.220	36.060	36.669
6.1 TD	68.569	69.837	71.046	71.878
6.2 TD	23.498	24.181	24.609	24.921
6.3 TD	11.185	11.528	11.753	11.926
6.4 TD	21.570	21.820	21.872	21.847
Peajes T&D (miles €)	6.668.847	6.732.829	6.579.763	6.725.179
2.0 TD	3.998.004	4.041.608	4.000.774	4.081.844
3.0 TD	745.032	759.740	747.522	766.037
6.1 TD	1.473.545	1.483.425	1.431.050	1.465.134
6.2 TD	241.270	241.295	225.774	231.637
6.3 TD	83.699	83.126	75.210	77.347
6.4 TD	127.297	123.636	99.433	103.180
Peajes T&D (€/MWh)	28,21	28,08	27,14	27,53
2.0 TD	51,64	52,35	51,90	52,98
3.0 TD	21,83	21,57	20,73	20,89
6.1 TD	21,49	21,24	20,14	20,38
6.2 TD	10,27	9,98	9,17	9,29
6.3 TD	7,48	7,21	6,40	6,49
6.4 TD	5,90	5,67	4,55	4,72
% variación Peajes T&D	-4,6%	-0,5%	-3,3%	1,4%
2.0 TD	-2,5%	1,4%	-0,8%	2,1%
3.0 TD	-8,4%	-1,2%	-3,9%	0,8%
6.1 TD	-5,5%	-1,2%	-5,2%	1,2%
6.2 TD	-6,2%	-2,8%	-8,1%	1,3%
6.3 TD	-15,1%	-3,6%	-11,3%	1,3%
6.4 TD	-14,3%	-4,0%	-19,8%	3,9%

Fuente: CNMC

7. OTRAS DISPOSICIONES

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

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

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

Teniendo en cuenta lo anterior, el punto tercero de la Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021, incluyó tanto los requisitos necesarios para la acreditación de los requisitos anteriores, como el procedimiento de refacturación aplicable en el caso que se detecte un incumplimiento de dichos requisitos.

En la resolución correspondiente al ejercicio 2022, se reitera la redacción incluida en la Resolución de 18 de marzo de 2021, al objeto que toda la regulación aplicable a un ejercicio se encuentre en una única resolución, lo que facilita la comprensión por parte de los agentes de la normativa aplicable e incrementa la seguridad jurídica.

7.2. Habilitación para la modificación de los peajes

Teniendo en consideración la estimación que se realiza de la retribución del transporte y de la distribución previstas para el ejercicio 2022, cuyo importe definitivo dependerá de la ejecución de las resoluciones judiciales dictadas previa tramitación de sendos procedimientos de lesividad, se considera oportuno incluir en la resolución la posibilidad de modificar los peajes con posterioridad a su aplicación, con objeto de garantizar la sostenibilidad del sistema.

ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2021-2025

ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2021-2025

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

A los efectos, la CNMC solicitó, el pasado mes de mayo, al Operador de Sistema (OS) previsiones de la demanda eléctrica peninsular, extrapeninsular e insular en barras de central (b.c.) para el periodo 2021-2030, especificando las hipótesis de actividad económica, laboralidad y temperatura implícitas en dichas previsiones.

Asimismo, se solicitó a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos y potencias, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2021 a 2030.

En los siguientes epígrafes se detallan las previsiones de las variables de facturación para el cierre del ejercicio 2021 y 2022, así como la evolución prevista hasta el final de periodo regulatorio.

1. Previsión de cierre 2021

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

En el Cuadro I. 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2020, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre 2020-septiembre 2021) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2021. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2021, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 256.396 GWh, un 2,6% superior a la demanda en b.c. registrada en 2020 (249.991 GWh) y similar a la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (256.337 GWh).

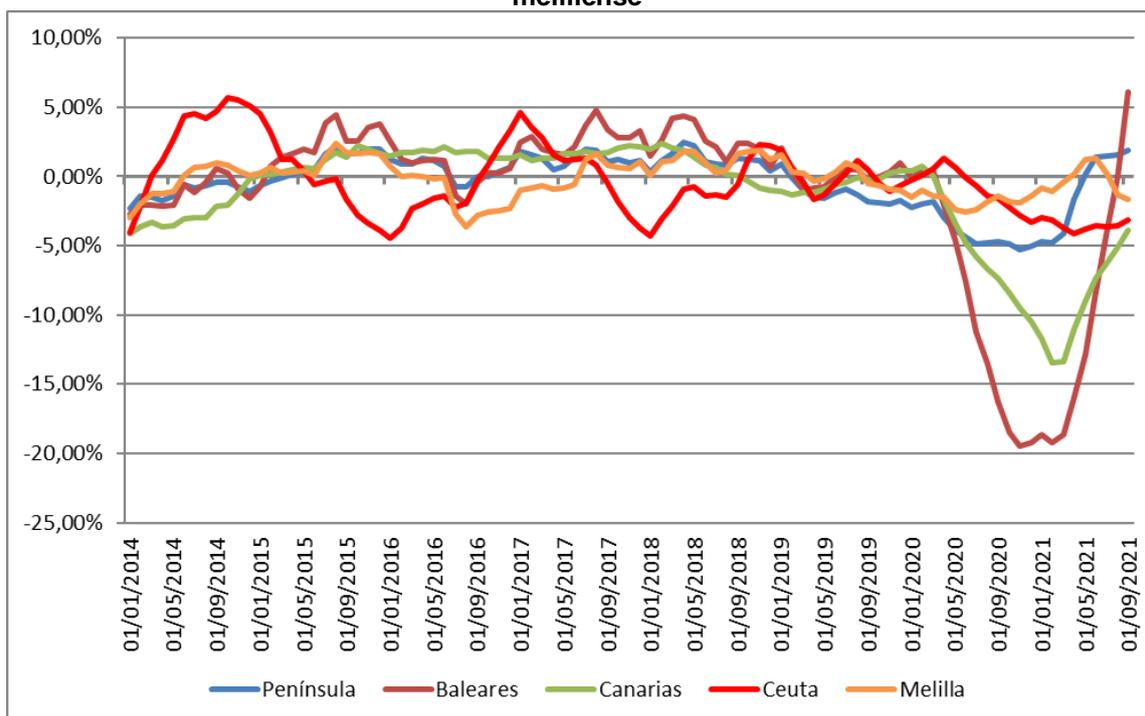
La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2021 se explica por el incremento de la demanda en b.c. en península, Baleares, Ceuta y Melilla, consecuencia de la recuperación del impacto de la pandemia por COVID-19. En particular, el OS prevé un mantenimiento de la demanda del sistema canario y, un incremento de la demanda en el subsistema peninsular del 2,5%, en el subsistema balear del 8,2%, en el subsistema ceutí del 0,3% y en el subsistema melillense del 0,5%. Se observa que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2021 son superiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses (a septiembre de 2021) en los subsistemas peninsular (1,9%) balear (6,1%), canario (-3,9%), ceutí (-3,1%) y melillense (-1,6%) (véanse Cuadro I. 1 y Gráfico I.1).

Cuadro I. 1 Demanda en b.c. de 2020, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2021

Sistema	2020 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2020 - sept 2021)			Previsión OS 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%	242.698	2,5%	0,0%
No peninsular	13.294	13.699	3,0%	-0,1%	13.698	3,0%	0,0%
Baleares	4.942	5.407	9,4%	6,1%	5.345	8,2%	-1,1%
Canarias	7.946	7.890	-0,7%	-3,9%	7.944	0,0%	0,7%
Ceuta	199	196	-1,4%	-3,1%	200	0,3%	1,7%
Melilla	208	206	-1,1%	-1,6%	209	0,5%	1,7%
Total Nacional	249.991	256.337	2,5%	1,8%	256.396	2,6%	0,0%

Fuente: OS

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



Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2021).

1.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.2 se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso, agregado por la CNMC a partir de la

información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2021. Según dichas previsiones, en 2021 se producirá un incremento de la demanda, respecto de la registrada en 2020, en los subsistemas peninsular (+3,2%), balear (+8,2%) y melillense (+1,1%), un mantenimiento de la demanda en el subsistema ceutí, y una reducción del -0,1% en el subsistema canario. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2021 (232.069 GWh) supone un incremento respecto de la demanda registrada en 2020 (224.851 GWh) del 3,2%.

Por grupos tarifarios, se observa que en el sistema peninsular la demanda de los consumidores de alta tensión (+4,4%) se incrementará en mayor medida que la de los consumidores de baja tensión (+1,8%), mientras que en los subsistemas extrapeninsulares en los que se incrementa la demanda (Baleares y Melilla) se prevé un mayor incremento de la demanda de los consumidores de baja tensión (Baleares 10,4%, Melilla 1,7%) que la de los consumidores de alta tensión (Baleares 0,2%, Melilla 0,0%).

Según la previsión de las empresas el incremento de la demanda en consumo (3,2%) será superior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de 2021 (2,6%) y también superior al aumento registrado por la demanda en b.c. durante los últimos doce meses (octubre 20 – septiembre 21) (1,8%).

Cuadro I.2 Previsión de las empresas distribuidoras 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	100.978	3.945	4.635	117	134	109.810
2.0 A	33.564	832	1.394	61	75	35.926
2.0 A DHA	30.436	1.491	1.369	4	6	33.307
2.0 A DHS	152	36	78	0	0	265
2.1 A	2.662	104	148	5	7	2.926
2.1 A DHA	3.887	176	211	0	2	4.275
2.1 A DHS	23	4	11	-	-	38
3.0 A	30.254	1.303	1.423	48	45	33.072
Alta tensión	118.363	982	2.791	56	67	122.260
3.1 A (1-30 kV)	13.651	267	623	8	18	14.568
3.1 A (30-36 kV)	210	-	-	-	-	210
6.1 A	49.853	632	2.020	47	50	52.603
6.2	22.991	83	147	-	-	23.221
6.3	10.749	-	0	-	-	10.749
6.4 (1)	20.909	-	0	-	-	20.909
Total	219.341	4.927	7.426	173	202	232.069
	% variación 2021 sobre 2020					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	1,8%	10,4%	-0,2%	0,0%	1,7%	2,0%
2.0 A	-5,1%	-7,3%	-10,3%	0,0%	-0,4%	-5,3%
2.0 A DHA	8,4%	31,9%	10,0%	0,0%	87,0%	9,4%
2.0 A DHS	44,2%	116,3%	133,7%	0,0%	32,4%	71,1%
2.1 A	-4,0%	-7,9%	-17,4%	0,0%	-1,8%	-4,9%
2.1 A DHA	3,4%	10,5%	8,1%	0,0%	9,3%	3,9%
2.1 A DHS	38,4%	92,5%	79,5%	0,0%	-	53,0%
3.0 A	4,0%	3,7%	-0,4%	0,0%	-0,6%	3,8%
Alta tensión	4,4%	0,2%	-0,1%	0,0%	0,0%	4,3%
3.1 A (1-30 kV)	2,7%	-0,1%	0,4%	0,0%	2,5%	2,6%
3.1 A (30-36 kV)	3,8%	-	-	-	-	3,8%
6.1 A	4,0%	-0,2%	-1,9%	0,0%	-0,9%	3,7%
6.2	6,2%	5,2%	28,6%	-	-	6,4%
6.3	3,2%	-	15,0%	-	-	3,2%
6.4 (1)	5,3%	-	-	-	-	5,3%
Total	3,2%	8,2%	-0,1%	0,0%	1,1%	3,2%

Fuente: Empresas y SINCRO
(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Consumo por periodo horario

En el Cuadro I.3 se resume el escenario de demanda en consumo nacional, previsto por las empresas para el cierre de 2021 desagregado por peaje de

acceso y periodo horario y se compara la distribución del consumo por periodo horario con el registrado en los últimos doce meses conforme a la estructura de peajes del Real Decreto 1164/2001. Se observa que, con carácter general, no se producen diferencias significativas en la distribución del consumo por periodo horario, excepto para el período 5 del peaje 6.4.

Cuadro I.3 Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2021 desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Sistema Nacional

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2021						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	63.527	37.934	8.349	-	-	-
2.0A	35.926	-	-	-	-	-
2.0 DHA	16.179	17.127	-	-	-	-
2.0 DHS	115	88	63	-	-	-
2.1A	2.926	-	-	-	-	-
2.1 DHA	1.790	2.485	-	-	-	-
2.1 DHS	16	14	9	-	-	-
3.0 A	6.575	18.220	8.277	-	-	-
Alta tensión	11.570	17.413	11.978	10.190	13.238	57.870
3.1 A	2.971	5.939	5.868	-	-	-
6.1 A	4.728	6.033	3.246	5.303	6.729	26.564
6.2	1.803	2.470	1.307	2.167	2.966	12.509
6.3	740	1.024	538	922	1.280	6.245
6.4 (1)	1.329	1.947	1.019	1.799	2.263	12.553
Total	75.098	55.347	20.326	10.190	13.238	57.870

Distribución del consumo previsto por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	100,0%					
2.0A	48,6%	51,4%				
2.0 DHA	43,2%	33,1%	23,8%			
2.0 DHS	100,0%					
2.1A	41,9%	58,1%				
2.1 DHA	41,1%	35,8%	23,1%			
2.1 DHS	19,9%	55,1%	25,0%			
3.0 A	20,1%	40,2%	39,7%			
3.1 A	9,0%	11,5%	6,2%	10,1%	12,8%	50,5%
6.1 A	7,8%	10,6%	5,6%	9,3%	12,8%	53,9%
6.2	6,9%	9,5%	5,0%	8,6%	11,9%	58,1%
6.3	6,4%	9,3%	4,9%	8,6%	10,8%	60,0%
6.4 (1)						

Distribución del consumo de los últimos doce meses (jun 20-mayo 21) por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	100,0%					
2.0A	48,8%	51,2%				
2.0 DHA	43,1%	33,8%	23,1%			
2.0 DHS	100,0%					
2.1A	42,0%	58,0%				
2.1 DHA	41,6%	35,7%	22,7%			
2.1 DHS	19,9%	55,3%	24,9%			
3.0 A	20,2%	40,2%	39,6%			
3.1 A	8,7%	11,1%	6,0%	9,9%	13,0%	51,3%
6.1 A	7,8%	10,7%	5,8%	9,6%	12,5%	53,7%
6.2	6,8%	9,5%	5,2%	8,9%	11,7%	57,8%
6.3	6,1%	9,2%	5,0%	9,0%	11,9%	58,8%
6.4 (1)						

% de variación de (A) sobre (B)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	0,0%					
2.0A	-0,4%	0,4%				
2.0 DHA	0,2%	-2,2%	2,9%			
2.0 DHS	0,0%					
2.1A	-0,3%	0,2%				
2.1 DHA	-1,2%	0,3%	1,7%			
2.1 DHS	0,1%	-0,3%	0,6%			
3.0 A	-0,4%	0,0%	0,2%			
3.1 A	3,2%	3,6%	2,4%	2,3%	-1,6%	-1,6%
6.1 A	-0,1%	-0,3%	-3,1%	-3,1%	2,6%	0,3%
6.2	0,6%	-0,1%	-3,3%	-3,3%	1,5%	0,5%
6.3	4,4%	1,2%	-2,0%	-4,0%	-9,4%	2,0%
6.4 (1)						

Fuente: Empresas y SINCRO
(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Potencia contratada por periodo horario

En el Cuadro I.4 se resumen las previsiones para el sistema nacional de potencia contratada de las empresas para el cierre de 2021, desagregado por peaje de acceso y periodo horario, agregado por la CNMC a partir de la información remitida por las empresas distribuidoras para el cierre de 2021. Con carácter general, la potencia contratada por período horario aumenta, respecto de la registrada en 2020, en todos los niveles de tensión, excepto en los períodos 1 y 2 del peaje 3.1A (1-30 kV), el periodo 2 del peaje 3.0 y los peajes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria (peajes 2.0A y 2.1A).

Cabe señalar que las variaciones de potencia contratada de los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, son consecuencia del traspaso que se viene produciendo desde tarifas sin discriminación horaria a tarifas con discriminación horaria.

Cuadro I.4. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2021 desagregadas por peaje de acceso. Sistema Nacional

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2020					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	143.538	142.622	19.854	20.462	-	-	-
2.0 A	69.823	69.823					
2.0 A DHA	44.615	44.615					
2.0 A DHS	181	181					
2.1 A	5.536	5.536					
2.1 A DHA	4.178	4.178					
2.1 A DHS	24	24					
3.0 A	19.181	18.265	19.854	20.462			
Alta tensión	26.652	24.614	26.004	27.651	20.692	22.027	31.555
3.1 A (1-30 kV)	5.848	5.444	6.181	7.259			
3.1 A (30-36 kV)	87	80	92	115			
6.1 A	11.455	10.721	10.890	11.116	11.214	11.769	18.131
6.2	4.167	3.883	4.026	4.114	4.137	4.411	5.929
6.3	1.703	1.558	1.638	1.669	1.738	1.867	2.399
6.4 (1)	3.392	2.928	3.177	3.377	3.602	3.980	5.096
Total	170.190	167.236	45.858	48.112	20.692	22.027	31.555

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2021					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	143.417	142.473	19.840	21.317	-	-	-
2.0 A	64.533	64.533					
2.0 A DHA	49.569	49.569					
2.0 A DHS	317	317					
2.1 A	5.095	5.095					
2.1 A DHA	4.377	4.377					
2.1 A DHS	39	39					
3.0 A	19.487	18.543	19.840	21.317			
Alta tensión	27.774	25.778	27.069	29.178	21.932	22.907	32.543
3.1 A (1-30 kV)	5.728	5.335	5.941	7.571			
3.1 A (30-36 kV)	87	80	92	115			
6.1 A	11.893	11.174	11.335	11.561	11.664	12.113	18.612
6.2	4.416	4.154	4.307	4.366	4.391	4.570	6.138
6.3	1.994	1.841	1.942	1.970	2.048	2.139	2.676
6.4 (1)	3.657	3.193	3.453	3.594	3.828	4.085	5.117
Total	171.191	168.251	46.909	50.494	21.932	22.907	32.543

	Potencia facturada (MW)	%variación previsión de cierre 2021 sobre 2020					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	-0,1%	-0,1%	-0,1%	4,2%			
2.0 A	-7,6%	-7,6%					
2.0 A DHA	11,1%	11,1%					
2.0 A DHS	74,8%	74,8%					
2.1 A	-8,0%	-8,0%					
2.1 A DHA	4,8%	4,8%					
2.1 A DHS	59,7%	59,7%					
3.0 A	1,6%	1,5%	-0,1%	4,2%			
Alta tensión	4,2%	4,7%	4,1%	5,5%	6,0%	4,0%	3,1%
3.1 A (1-30 kV)	-2,1%	-2,0%	-3,9%	4,3%			
3.1 A (30-36 kV)	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%			
6.1 A	3,8%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	2,9%	2,7%
6.2	6,0%	7,0%	7,0%	6,1%	6,1%	3,6%	3,5%
6.3	17,1%	18,1%	18,5%	18,0%	17,9%	14,6%	11,6%
6.4	7,8%	9,1%	8,7%	6,4%	6,3%	2,6%	0,4%
Total	0,6%	0,6%	2,3%	5,0%	6,0%	4,0%	3,1%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Adicionalmente en el Cuadro I.5 y Cuadro I.6 se muestran las previsiones de las empresas de consumo y de potencia por periodo horario conforme a la estructura de la Circular 2/2020.

Cuadro I.5 Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2021 desagregado por peaje de acceso y periodo horario conforme a la estructura de la Circular 3/2020. Sistema Nacional

	Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2021					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	25.351	24.632	40.111	4.587	1.687	13.165
2.0 TD	21.051	19.914	35.773	-	-	-
3.0 TD	4.299	4.716	4.336	4.585	1.685	13.161
3.0 TDVE	2	2	2	2	2	4
Alta tensión	11.982	14.804	13.411	15.516	6.758	59.788
6.1 TD	7.248	8.633	7.910	9.045	3.799	30.548
6.1 TDVE	3	2	2	4	4	6
6.2 TD	2.263	2.864	2.533	2.890	1.249	11.601
6.3 TD	910	1.172	1.082	1.278	564	5.743
6.4 TD	1.559	2.132	1.885	2.300	1.143	11.891
Total	37.333	39.435	53.522	20.103	8.446	72.953

Fuente: Empresas

Cuadro I.6. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2021 desagregadas por peaje de acceso conforme a la estructura de la Circular 3/2020. Sistema Nacional

Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2021 Estructura Circular 3/2020						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	132.271	141.756	147.997	19.206	19.182	19.185	21.231
2.0 TD	115.097	123.929	128.864	-	-	-	-
3.0 TD	17.171	17.825	19.131	19.204	19.180	19.182	21.229
3.0 TDVE	2	2	2	2	2	2	2
Alta tensión	28.579	28.319	29.640	30.185	30.403	31.238	39.806
6.1 TD	18.860	19.056	19.904	20.115	20.153	20.472	25.856
6.1 TDVE	1	1	1	1	1	1	1
6.2 TD	4.340	4.227	4.407	4.496	4.406	4.591	6.163
6.3 TD	1.918	1.841	1.915	1.945	1.972	2.047	2.585
6.4 TD	3.460	3.193	3.413	3.628	3.871	4.127	5.201
Total	160.850	170.075	177.637	49.391	49.585	50.423	61.038

Fuente: Empresas

1.3 Previsión de la CNMC para el cierre de 2021

Según el Informe trimestral de la economía española para el tercer trimestre de 2021 publicado por el Banco de España, última información disponible en el momento de elaboración del presente informe, la tasa de variación intertrimestral del PIB prevista del tercer trimestre de 2021 en el 2,7%, magnitud similar a la observada en el segundo trimestre que experimentó un 2,8%.

Según todas las estimaciones, la economía española experimentará una significativa recuperación en 2021.

El Banco de España espera que el crecimiento del PIB alcance el 6,3% en el conjunto de 2021¹³, como consecuencia del proceso de mejora de la situación epidemiológica a escala nacional y global. La previsión de crecimiento de 2022 se sitúa en el 5,9% motivado por el pronunciado dinamismo que la economía viene presentando desde el segundo trimestre de este año que dará lugar a un efecto de arrastre significativo sobre la tasa media de variación del PIB en 2022.

Según otras estimaciones el PIB en 2021 podría experimentar un incremento de entre un 4,6% y un 6,8%. En concreto, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)¹⁴ estima un incremento del 6,8%, el Gobierno de España¹⁵ estima un crecimiento del 6,5%, la Fundación de las Cajas de Ahorro (FUNCAS)¹⁶ y el Banco de España prevén un crecimiento del PIB del 6,3%, la Unión Europea prevé un incremento del 4,6%¹⁷, y finalmente el Fondo Monetario Internacional (FMI)¹⁸ prevé un crecimiento del 5,7%.

Para el año 2022 las estimaciones sobre la evolución de la economía española anticipan un crecimiento que podría oscilar entre el 7% previsto por el Gobierno de España o el 6,6% previsto por OCDE, y el 6,4% previsto por el FMI, el 5,9% estimado por el Banco de España o el 5,8% previsto por FUNCAS, y el 5,5% previsto por la Unión Europea.

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

¹³ Véase ESCENARIOS MACROECONÓMICOS PARA LA ECONOMÍA ESPAÑOLA (2020-2022) actualizado a septiembre de 2021, disponible en <https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletInEconomico/21/T3/Fich/be2103-it-Rec1.pdf>

¹⁴ Véase OECD Economic Outlook, Interim Report (September 2021) <https://www.oecd-ilibrary.org/deliver/490d4832-en.pdf?itemId=%2Fcontent%2Fpublication%2F490d4832-en&mimeType=pdf>

¹⁵ Véase Previsiones Macroeconómicas del Gobierno de España de 21 de septiembre de 2021 https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2021/210921-situacion_macro.pdf

¹⁶ Véase Previsiones para la economía española 2020-2021 actualizado a julio de 2021, disponible en <https://www.funcas.es/textointegro/previsiones-economicas-para-espana-2021-2022>

¹⁷ Véase European Economic Forecast de otoño de 2021, actualizadas a noviembre de 2021 disponibles en: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/economy-finance/ip160_en_0.pdf

¹⁸ Véase WORLD ECONOMIC OUTLOOK Recovery during a pandemic, October 2021 <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2021/October/English/text.ashx>

No obstante, el gobernador del Banco de España en su comparecencia ante la Comisión de Presupuestos del Congreso de los Diputados¹⁹, el pasado 25 de octubre de 2021, anunció que en diciembre de 2021 publicarían una nueva previsión de crecimiento que incorporaría “[...] una revisión significativa a la baja del crecimiento del año corriente en España [...]” y “[...] en menor medida, también de la del 2022.”, indicando que en las previsiones de *Consensus Forecast* en octubre de 2021 los panelistas habían revisado a la baja el crecimiento de la economía en 5 décimas hasta el 5,6%. Dichas revisiones son consecuencia tanto de la revisión a la baja de la estimación de crecimiento intertrimestral del PIB en el segundo trimestre de 2021, que pasó del 2,8% al 1,1%, como de las alteraciones en las cadenas globales de suministros y el encarecimiento del coste de algunos bienes intermedios, como la energía.

Teniendo en cuenta las previsiones de demanda en b.c. del Operador del Sistema, las previsiones de demanda en consumo de las empresas, la evolución prevista para la economía, así como la evolución reciente de la demanda y de la potencia por peaje de acceso (véanse Cuadro I.7, Gráfico I.2, Cuadro I.8, Gráfico I.3, Cuadro I.9 y Gráfico I.4), se estima que se producirá un incremento tanto de la demanda de los consumidores de baja tensión, como de los conectados en alta tensión, si bien en mayor medida de estos últimos, como consecuencia de la recuperación económica.

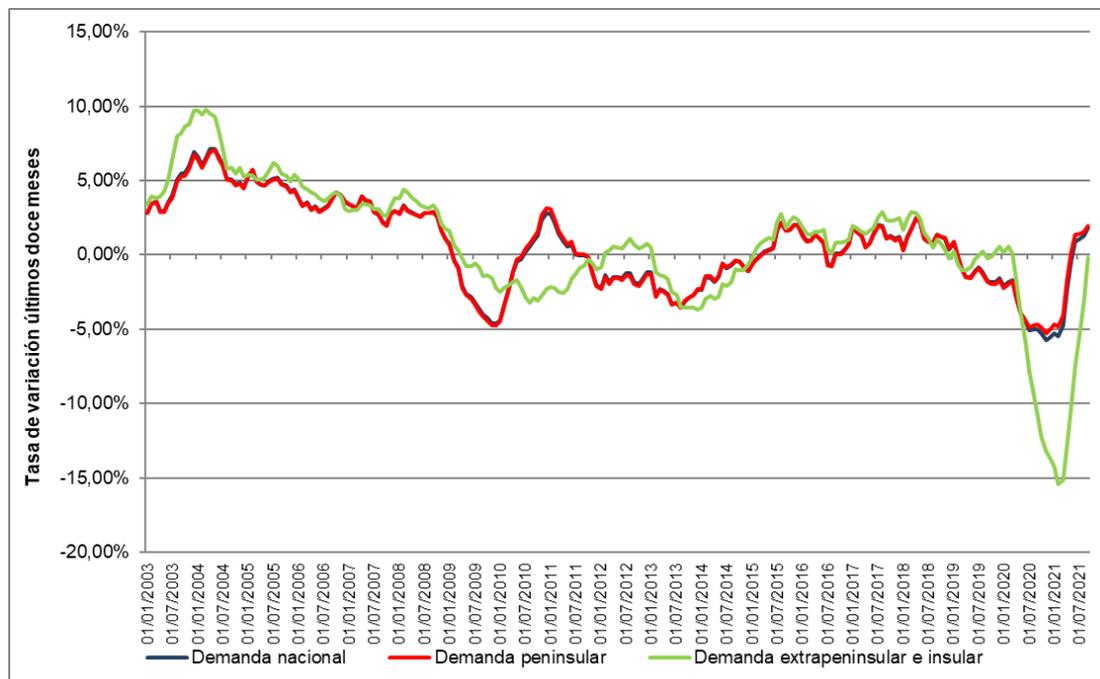
Cuadro I.7. Evolución de la demanda nacional en b.c.

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2019	2020	2021	20 s/ 19	21 s/ 20	20 s/ 19	21 s/ 20	20 s/ 19	21 s/ 20
Enero	24.566	23.826	23.905	-3,01	0,33	-3,01	0,33	-2,12	-5,25
Febrero	21.281	20.981	20.181	-1,41	-3,81	-2,27	-1,61	-1,80	-5,44
Marzo	21.936	20.927	21.812	-4,60	4,23	-3,02	0,25	-1,68	-4,74
Abril	20.692	17.061	19.931	-17,55	16,82	-6,42	3,67	-2,89	-2,30
Mayo	21.134	18.308	20.340	-13,37	11,10	-7,76	5,01	-3,89	-0,43
Junio	21.259	19.350	20.716	-8,98	7,06	-7,96	5,34	-4,48	0,86
Julio	24.224	23.192	22.720	-4,26	-2,03	-7,38	4,15	-5,07	1,08
Agosto	22.711	22.060	21.998	-2,87	-0,28	-6,80	3,56	-5,03	1,32
Septiembre	21.298	20.499	20.946	-3,75	2,18	-6,48	3,41	-5,03	1,81
Octubre	21.455	20.675		-3,63		-6,20		-5,28	
Noviembre	21.998	20.688		-5,95		-6,18		-5,76	
Diciembre	22.111	22.423		1,41		-5,54		-5,54	
Anual	264.664	249.991	192.551						

Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2021).

¹⁹ Disponible en https://www.bde.es/bde/es/secciones/prensa/intervpub/Discursos_del_Go/gobernador--comparecencia-ante-el-congreso--comision-de-presupuestos.html

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



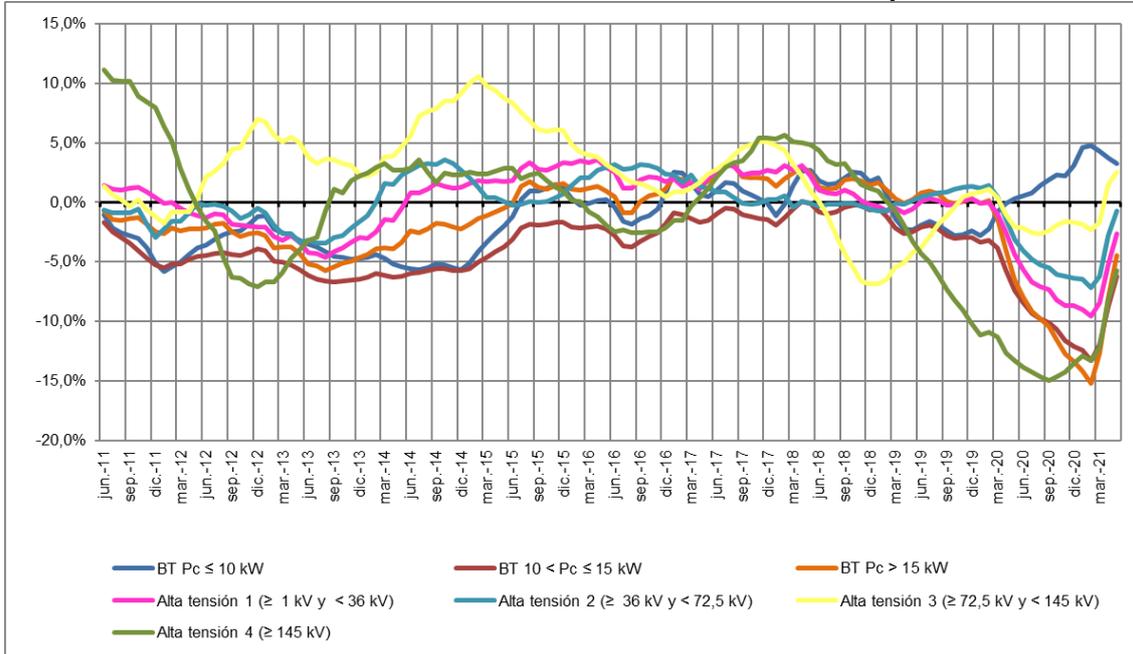
Fuente: REE

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

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 30 kV)	Alta tensión 2 (≥ 30 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2020	junio	0,6%	-8,5%	-8,0%	-5,6%	-4,1%	-2,1%	-13,9%	-4,9%
	julio	0,8%	-9,4%	-9,2%	-6,7%	-4,8%	-2,5%	-14,3%	-5,5%
	agosto	1,4%	-9,8%	-9,8%	-7,1%	-5,3%	-2,6%	-14,7%	-5,7%
	septiembre	1,9%	-10,1%	-10,4%	-7,3%	-5,5%	-2,4%	-15,0%	-5,7%
	octubre	2,3%	-10,7%	-11,5%	-8,2%	-6,1%	-1,9%	-14,6%	-6,0%
	noviembre	2,2%	-11,6%	-12,7%	-8,7%	-6,2%	-1,6%	-14,3%	-6,4%
2021	diciembre	3,1%	-12,1%	-13,4%	-8,7%	-6,3%	-1,7%	-13,5%	-6,2%
	enero	4,6%	-12,4%	-14,2%	-9,0%	-6,5%	-1,8%	-12,9%	-6,0%
	febrero	4,8%	-13,3%	-15,2%	-9,5%	-7,2%	-2,3%	-13,3%	-6,4%
	marzo	4,3%	-11,9%	-12,7%	-8,4%	-6,2%	-1,7%	-12,2%	-5,5%
	abril	3,7%	-8,8%	-8,1%	-5,2%	-2,8%	1,5%	-8,2%	-3,0%
	mayo	3,2%	-6,2%	-4,4%	-2,6%	-0,8%	2,6%	-5,7%	-1,2%

Fuente: CNMC

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



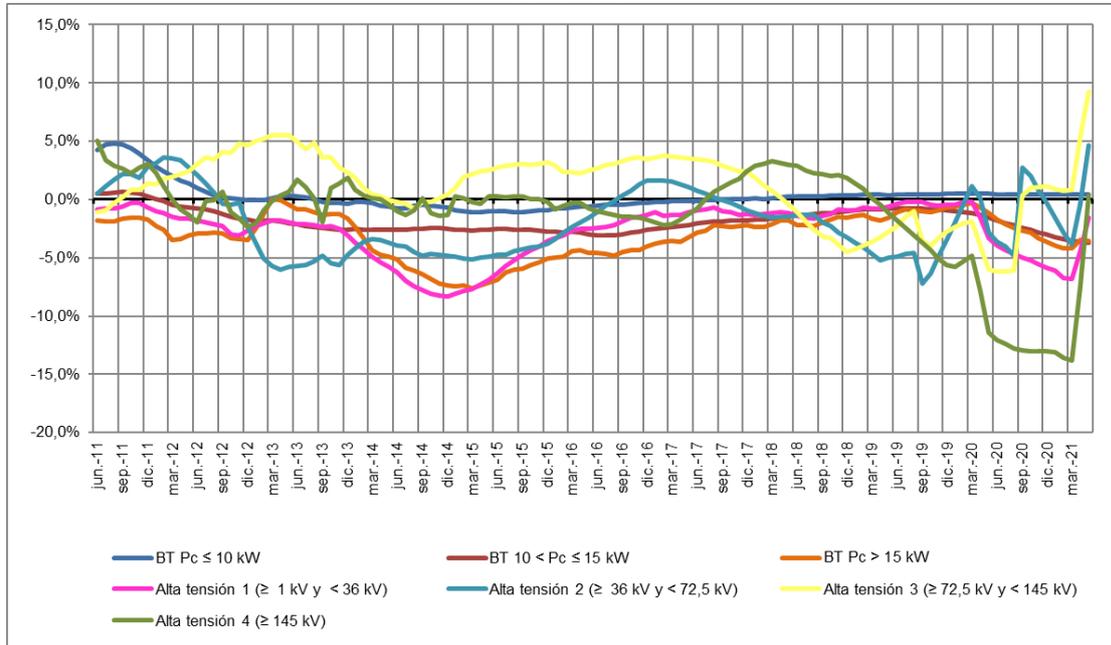
Fuente: CNMC

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

Año	Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL	
	Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW						
2020	junio	0,5%	-1,8%	-1,7%	-3,9%	-3,6%	-6,2%	-12,1%	-0,9%
	julio	0,5%	-2,0%	-2,1%	-4,3%	-4,0%	-6,2%	-12,4%	-1,0%
	agosto	0,4%	-2,2%	-2,4%	-4,7%	-4,8%	-6,1%	-12,8%	-1,1%
	septiembre	0,4%	-2,4%	-2,6%	-5,0%	2,7%	0,4%	-12,9%	-0,9%
	octubre	0,4%	-2,6%	-2,9%	-5,2%	2,0%	1,0%	-13,0%	-1,0%
	noviembre	0,4%	-2,8%	-3,3%	-5,6%	0,8%	1,1%	-13,1%	-1,1%
	diciembre	0,4%	-3,0%	-3,7%	-5,9%	-0,3%	1,2%	-13,0%	-1,2%
2021	enero	0,4%	-3,2%	-3,9%	-6,1%	-1,6%	0,9%	-13,1%	-1,3%
	febrero	0,4%	-3,4%	-4,2%	-6,7%	-2,9%	0,8%	-13,6%	-1,5%
	marzo	0,4%	-3,5%	-4,2%	-6,8%	-3,9%	0,8%	-13,9%	-1,5%
	abril	0,5%	-3,6%	-3,5%	-4,5%	-0,3%	5,4%	-7,5%	-0,9%
	mayo	0,4%	-3,7%	-3,6%	-1,6%	4,7%	9,3%	0,3%	-0,3%

Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

En los cuadros siguientes se recogen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2021 para el total nacional y desagregadas por subsistemas según la estructura del Real Decreto 1164/2001 y según la estructura de la Circular 3/2020.

Cuadro I.10. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2021. Sistema Nacional

Peaje de acceso	Nº clientes	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	142.369	19.652	21.109	-	-	-	63.629	37.934	8.483	-	-	-	110.047
2.0 A	17.169.764	64.457						36.071						36.071
2.0 A DHA	10.905.141	49.736						15.990	16.948					32.938
2.0 A DHS	65.193	316						115	88	63				266
2.1 A	433.195	5.093						2.952						2.952
2.1 A DHA	358.391	4.393						1.812	2.511					4.323
2.1 A DHS	3.047	39						16	14	9				38
3.0 A	794.467	18.335	19.652	21.109				6.672	18.374	8.411	-	-	-	33.457
Alta tensión	113.815	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	5.299	5.919	7.544				5.947	5.889	5.842	-	-	-	14.679
3.1 A (30-36 kV)	1.362	80	92	115				43	88	80	-	-	-	211
6.1 A	20.502	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	4.117	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	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	3.193	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	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

(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)

Peaje T&D	Nº clientes	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	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	124.028	128.703					21.012	19.878	35.699				76.590
3.0 TD	794.138	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	4	13
Alta tensión	113.815	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	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	3	3	3	5	4	7	25
6.2 TD	4.333	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	1.862	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	3.193	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	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

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.11. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2021. Sistema Peninsular

(A) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Real decreto 1164/2001)

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	27.722.920	131.830	18.041	19.441	-	-	-	58.779	34.710	7.727	-	-	-	101.215
2.0 A	16.202.501	60.432						33.710						33.710
2.0 A DHA	10.032.139	45.718						14.532	15.536					30.068
2.0 A DHS	30.073	168						59	49	45				153
2.1 A	399.236	4.674						2.688						2.688
2.1 A DHA	326.210	3.992						1.641	2.293					3.934
2.1 A DHS	1.823	24						9	8	6				23
3.0 A	730.937	16.821	18.041	19.441				6.139	16.823	7.676				30.639
Alta tensión	110.225	24.658	25.951	27.977	21.090	22.038	31.277	11.193	16.737	11.441	9.844	12.872	56.229	118.317
3.1 A (1-30 kV)	85.336	5.030	5.632	7.207				2.773	5.526	5.463				13.762
3.1 A (30-36 kV)	1.362	80	92	115				43	88	80				211
6.1 A	19.248	10.416	10.581	10.785	10.882	11.313	17.458	4.546	5.743	3.067	5.013	6.437	25.260	50.065
6.2	2.958	4.078	4.230	4.286	4.311	4.478	6.002	1.760	2.406	1.273	2.110	2.893	12.153	22.595
6.3	510	1.862	1.962	1.991	2.069	2.163	2.700	750	1.039	545	934	1.292	6.337	10.895
6.4 (1)	810	3.193	3.452	3.593	3.827	4.085	5.117	1.322	1.937	1.014	1.788	2.251	12.479	20.789
Total	27.833.145	156.488	43.993	47.418	21.090	22.038	31.277	69.972	51.447	19.167	9.844	12.872	56.229	219.532

(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)

Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	27.722.920	131.093	136.982	17.335	17.312	17.315	19.295	23.345	22.744	36.891	4.330	1.595	12.311	101.215
2.0 TD	26.991.983	115.003	119.677					19.344	18.370	32.862				70.576
3.0 TD	730.609	16.088	17.303	17.333	17.310	17.312	19.293	3.999	4.372	4.026	4.328	1.593	12.306	30.625
3.0 TDVE	328	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	13
Alta tensión	110.225	27.247	28.553	29.075	29.292	30.118	38.335	11.573	14.314	12.944	14.977	6.550	57.960	118.317
6.1 TD	104.596	18.036	18.868	19.059	19.096	19.413	24.485	6.888	8.206	7.506	8.578	3.616	29.009	63.803
6.1 TDVE	10	1	1	1	1	1	1	3	3	3	5	4	7	25
6.2 TD	4.299	4.156	4.336	4.422	4.331	4.506	6.039	2.211	2.798	2.473	2.819	1.218	11.287	22.805
6.3 TD	510	1.862	1.935	1.966	1.992	2.071	2.609	920	1.187	1.089	1.290	575	5.835	10.895
6.4 TD	810	3.193	3.413	3.627	3.871	4.127	5.201	1.551	2.120	1.874	2.286	1.136	11.822	20.789
Total	27.833.145	158.341	165.536	46.410	46.604	47.433	57.630	34.917	37.058	49.834	19.307	8.145	70.270	219.532

Fuente: CNMC

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Cuadro I.12. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2021. Sistema Balear

(A) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Real decreto 1164/2001)

Peaje de acceso	Nº clientes	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	724.840	4.404	784	817	-	-	-	2.026	1.579	340	-	-	-	3.945
2.0 A	281.985	1.371						832						832
2.0 A DHA	367.107	1.885						757	734					1.491
2.0 A DHS	8.987	48						18	12	6				36
2.1 A	14.021	175						104						104
2.1 A DHA	16.616	204						80	97					176
2.1 A DHS	370	5						2	1	1				4
3.0 A	35.753	716	784	817				235	734	334	-	-	-	1.303
Alta tensión	1.218	266	276	308	194	195	311	114	213	144	69	83	358	982
3.1 A (1-30 kV)	806	79	88	116				49	113	105	-	-	-	267
3.1 A (30-36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A	406	163	164	166	167	168	271	58	90	35	62	75	311	632
6.2	6	24	24	26	27	27	39	6	10	5	7	9	46	83
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	726.058	4.671	1.060	1.125	194	195	311	2.140	1.792	485	69	83	358	4.927

(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)

Peaje T&D	Nº clientes	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	724.840	4.404	4.472	784	784	784	819	876	845	1.443	183	63	535	3.945
2.0 TD	689.087	3.688	3.688					706	667	1.269				2.643
3.0 TD	35.752	716	784	784	784	819		170	178	174	183	63	535	1.303
3.0 TDVE	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alta tensión	1.218	266	276	280	281	282	425	102	121	115	133	54	456	982
6.1 TD	1.212	242	252	254	254	255	386	96	113	107	123	50	411	899
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	6	24	24	26	27	27	39	7	9	8	10	4	45	83
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	726.058	4.670	4.748	1.064	1.065	1.066	1.244	979	967	1.558	316	117	991	4.927

Fuente: CNMC

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Cuadro I.13. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2021. Sistema Canario

(A) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Real decreto 1164/2001)

Peaje de acceso	Nº clientes	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	1.217.691	5.782	754	776	-	-	-	2.653	1.591	391	-	-	-	4.635
2.0 A	629.132	2.413						1.394						1.394
2.0 A DHA	502.917	2.118						696	673					1.369
2.0 A DHS	26.129	100						38	27	13				78
2.1 A	18.042	220						148						148
2.1 A DHA	15.435	195						91	119					211
2.1 A DHS	854	10						5	4	2				11
3.0 A	25.182	726	754	776				280	768	376				1.423
Alta tensión	2.255	604	618	655	450	466	678	261	467	423	254	247	1.138	2.791
3.1 A (1-30 kV)	1.404	177	185	208				119	241	264	-	-	-	623
3.1 A (30-36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A	821	411	417	431	433	449	638	136	217	153	243	236	1.068	2.053
6.2	28	16	16	16	16	16	39	6	10	6	10	12	70	114
6.3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 (1)	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.219.946	6.386	1.373	1.432	450	466	678	2.914	2.059	814	254	247	1.138	7.426

(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)

Peaje T&D	Nº clientes	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	1.217.691	5.782	5.811	742	742	742	765	1.057	1.020	1.706	196	74	582	4.635
2.0 TD	1.192.508	5.056	5.056					868	816	1.528				3.212
3.0 TD	25.182	726	754	742	742	742	765	189	204	178	196	74	582	1.423
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	2.255	604	618	632	634	651	885	291	349	319	379	160	1.294	2.791
6.1 TD	2.224	588	602	616	618	634	846	281	336	308	366	154	1.231	2.677
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	28	16	16	16	16	16	39	10	12	11	13	6	62	114
6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 TD	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.219.946	6.386	6.429	1.375	1.377	1.393	1.650	1.347	1.369	2.025	575	234	1.876	7.426

Fuente: CNMC

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Cuadro I.14. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2021. Sistema Ceutí

(A) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Real decreto 1164/2001)

Peaje de acceso	Nº clientes	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	30.505	166	39	40	-	-	-	77	27	13	-	-	-	117
2.0 A	26.820	112						61						61
2.0 A DHA	1.587	7						2	2					4
2.0 A DHS	1	0						0	0	0				0
2.1 A	718	9						5						5
2.1 A DHA	17	0						0	0					0
2.1 A DHS	-	-						-	-	-				-
3.0 A	1.362	39	39	40				10	25	13				48
Alta tensión	50	16	16	16	11	11	13	4	7	7	5	6	26	56
3.1 A (1-30 kV)	37	5	5	5	11	11	13	2	3	4	-	-	-	8
3.1 A (30-36 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 A	13	11	11	11	11	11	13	2	4	3	5	6	26	47
6.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	30.555	182	55	56	11	11	13	81	34	20	5	6	26	173

(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)

Peaje T&D	Nº clientes	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	30.505	166	166	40	39	39	40	75	21	9	2	6	4	117
2.0 TD	29.143	127	127					68	2	0				70
3.0 TD	1.362	39	39	40	39	39	40	7	19	9	2	6	4	48
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	50	16	16	16	16	16	18	4	7	7	5	6	26	56
6.1 TD	50	16	16	16	16	16	18	4	7	7	5	6	26	56
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	30.555	182	182	56	55	55	58	79	28	16	8	13	30	173

Fuente: CNMC

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Cuadro I.15. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2021. Sistema Melillense

(A) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Real decreto 1164/2001)														
Peaje de acceso	Nº clientes	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	33.244	187	34	35	-	-	-	94	27	12	-	-	-	134
2.0 A	29.326	129						75						75
2.0 A DHA	1.391	8						3	3					6
2.0 A DHS	3	0						0	0	0				0
2.1 A	1.179	15						7						7
2.1 A DHA	112	2						1	1					2
2.1 A DHS	-	-						-	-	-				-
3.0 A	1.233	33	34	35				9	24	12	-	-	-	45
Alta tensión	67	20	20	21	12	12	15	7	12	10	5	6	27	67
3.1 A (1-30 kV)	53	8	8	9				4	7	7	-	-	-	18
3.1 A (30-36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A	14	12	12	12	12	12	15	4	4	3	5	6	27	50
6.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	33.311	207	54	55	12	12	15	102	39	22	5	6	27	202

(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)														
Peaje T&D	Nº clientes	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	33.244	187	187	34	34	34	35	32	29	45	5	2	21	134
2.0 TD	32.011	154	154					27	23	40				90
3.0 TD	1.233	33	34	34	34	34	35	5	6	5	5	2	21	45
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	67	20	20	21	21	21	23	8	9	8	8	3	32	67
6.1 TD	67	20	20	21	21	21	23	8	9	8	8	3	32	67
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	33.311	207	208	54	54	54	58	40	37	53	13	5	53	202

Fuente: CNMC

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Por último, la demanda nacional en b.c. prevista por la CNMC para el cierre de 2021 asciende a 257.004 GWh, resultado de imponer en el sistema peninsular las pérdidas establecidas en la Circular 3/2020, y en el resto de sistemas el promedio de las pérdidas registradas en los ejercicios 2019 y 2020. (véase Cuadro I.16).

Cuadro I.16. Previsión de la demanda en b.c. de las redes para el cierre de 2021

Sistema	2020 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2020 - sept 2021)			Previsión CNMC de cierre 2021	
		GWh	% variación respecto 2019	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 21 respecto 20
Peninsular	236.697	242.638	2,5%	1,9%	243.339	2,8%
No peninsular	13.294	13.699	3,0%	-0,1%	13.665	2,8%
Baleares	4.942	5.407	9,4%	6,1%	5.341	8,1%
Canarias	7.946	7.890	-0,7%	-3,9%	7.920	-0,3%
Ceuta	199	196	-1,4%	-3,1%	194	-2,6%
Melilla	208	206	-1,1%	-1,6%	210	1,0%
Total Nacional	249.991	256.337	2,5%	1,8%	257.004	2,8%

Fuente: CNMC

2. Previsión 2022

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

En el Cuadro I.17 se presenta la demanda en b.c. prevista por el OS para 2022. En particular, en el **sistema peninsular** en el escenario central el OS prevé un incremento de la demanda en barras de central del 1,5%, respecto del cierre previsto para 2021, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica²⁰ del 1,88%, una variación por temperatura del -0,38% y una variación por laboralidad del 0,02%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2022. En el sistema peninsular, en particular, el OS estima en el escenario inferior un incremento de la demanda en b.c. del 1,3%, basada en una variación de la actividad económica del 1,64%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 1,9% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 2,21%. En ambos escenarios se mantiene el efecto temperatura y laboralidad del escenario central.

En los **sistemas no peninsulares** el OS estima un aumento de la demanda en todos los subsistemas. Concretamente, estima el aumento de la demanda en

²⁰ El OS no proporciona información sobre el PIB implícito en la variación de la demanda por actividad económica.

b.c. en Baleares en un 2,9%, el de Canarias en un 5,5%, el de Ceuta en un 2,0% y el de Melilla en un 0,4%. En el documento remitido por el OS relativo a la previsión de la demanda en b.c. en los sistemas balear, canario, ceutí y melillense no se indican las hipótesis de crecimiento del PIB consideradas.

Cuadro I.17. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2022

Sistema	Previsión OS de cierre 2021			Previsión OS 2022 (GWh)			% variación 2022 sobre 2021		
	GWh	% variación respecto 2020	% variación respecto últimos doce meses	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
<i>Peninsular</i>	242.698	2,5%	0,0%	245.801	246.382	247.191	1,3%	1,5%	1,9%
<i>No peninsular</i>	13.698	3,0%	0,0%	14.260	14.297	14.308	4,1%	4,4%	4,5%
Baleares	5.345	8,2%	-1,1%	5.548	5.502	5.444	3,8%	2,9%	1,8%
Canarias	7.944	0,0%	0,7%	8.300	8.382	8.449	4,5%	5,5%	6,4%
Ceuta	200	0,3%	1,7%	203	204	204	1,8%	2,0%	2,1%
Melilla	209	0,5%	1,7%	209	210	211	-0,2%	0,4%	1,1%
Total Nacional	256.396	2,6%	0,0%	260.061	260.679	261.499	1,4%	1,7%	2,0%

Fuente: OS

2.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.18 se resume el escenario de demanda en consumo desagregado por subsistema y peaje de acceso agregado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras para 2022.

El escenario previsto para 2022 por las empresas distribuidoras implica un aumento de la demanda en consumo del 2,2%, caracterizado por un aumento de la demanda en todos los subsistemas. En concreto, las empresas distribuidoras estiman un crecimiento de la demanda en consumo del 2,2% en el subsistema peninsular, del 3,3% en el subsistema Balear, del 1,3% en el subsistema canario, del 0,5% en el subsistema ceutí y del 0,9% en el subsistema melillense.

Con carácter general, las empresas estiman que la demanda de los consumidores conectados en alta tensión aumentará por encima de la media, mientras que la demanda de los consumidores conectados en baja tensión aumentará por debajo de la media.

No obstante, cabe señalar que las empresas estiman, en el subsistema ceutí, un crecimiento de la demanda de electricidad consecuencia de un incremento de la demanda de alta tensión, parcialmente compensado por una reducción de la demanda de baja tensión, mientras que en el sistema melillense estiman un crecimiento de la demanda consecuencia de un incremento de la demanda de baja tensión, parcialmente compensado por una reducción de la demanda de los consumidores conectados en alta tensión.

Cuadro I.18. Previsión de demanda en consumo para 2022 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

Previsión de las empresas para el cierre 2021 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	100.978	3.945	4.635	117	134	109.810
2.0 TD	70.725	2.643	3.212	70	90	76.738
3.0 TD	30.240	1.303	1.423	48	45	33.058
3.0 TDVE	13	0	-	-	-	13
Alta tensión	118.363	982	2.791	56	67	122.260
6.1 TD	63.484	899	2.677	56	67	67.183
6.1 TDVE	21	-	-	-	-	21
6.2 TD	23.201	83	114	-	-	23.398
6.3 TD	10.749	-	0	-	-	10.749
6.4 TD	20.909	-	0	-	-	20.909
Total	219.341	4.927	7.426	173	202	232.069

Previsión de las empresas para 2022 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	102.688	4.065	4.675	112	136	111.676
2.0 TD	71.814	2.746	3.236	66	92	77.954
3.0 TD	30.746	1.319	1.440	46	45	33.595
3.0 TDVE	127	0	-	-	-	127
Alta tensión	121.557	1.024	2.847	62	67	125.558
6.1 TD	64.372	940	2.732	62	67	68.173
6.1 TDVE	64	-	-	-	-	64
6.2 TD	24.080	84	115	-	-	24.279
6.3 TD	11.036	-	0	-	-	11.036
6.4 TD	22.006	-	0	-	-	22.006
Total	224.245	5.089	7.523	174	203	237.234

% variación 2022 sobre 2021						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	1,7%	3,0%	0,9%	-4,5%	1,4%	1,7%
2.0 TD	1,5%	3,9%	0,8%	-5,1%	2,2%	1,6%
3.0 TD	1,7%	1,2%	1,2%	-3,6%	-0,2%	1,6%
3.0 TDVE	846,6%	100,0%	-	-	-	846,5%
Alta tensión	2,7%	4,3%	2,0%	11,0%	-0,2%	2,7%
6.1 TD	1,4%	4,6%	2,1%	11,0%	-0,2%	1,5%
6.1 TDVE	210,2%	-	-	-	-	210,2%
6.2 TD	3,8%	1,0%	1,0%	-	-	3,8%
6.3 TD	2,7%	-	3,0%	-	-	2,7%
6.4 TD	5,2%	-	7,0%	-	-	5,2%
Total	2,2%	3,3%	1,3%	0,5%	0,9%	2,2%

Fuente: Empresas y CNMC.

2.3 Previsión de la CNMC de demanda en consumo para 2022

Para el año 2022, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 5,5% y el 7% (el Gobierno prevé un aumento del 7%, la OCDE del 6,6%, el FMI del 6,4%, el Banco de España prevé un incremento de 5,9%, FUNCAS prevé un incremento de 5,8% y, finalmente la UE del 5,5%). No obstante, y como se ha señalado anteriormente, el Banco de España ha anunciado una revisión a la baja de dichas previsiones.

En 2022 se espera un incremento inferior de la demanda al previsto para el cierre de 2021 (1,8% para el ejercicio 2022 frente a un 3,3% en 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 se producirán incrementos tanto de la demanda de baja tensión como de la alta tensión, si bien los incrementos de la demanda de alta tensión, asociados a consumos industriales, serán superiores a la media.

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

Cuadro I.19. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2022. Sistema Nacional

Peaje T&D	Nº clientes	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	29.947.759	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	125.134	129.823					21.197	20.113	36.112				77.422
3.0 TD	794.639	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	39	41	41	41	41	42	18	19	18	19	13	40	127
Alta tensión	114.948	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	19.076	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	14	15	15	15	15	19	9	9	9	11	10	17	64
6.2 TD	4.371	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	1.913	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	3.194	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	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

Fuente: CNMC

Cuadro I.20. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2022. Sistema Peninsular

Peaje T&D	Nº clientes	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	27.921.813	132.230	138.137	17.429	17.406	17.409	19.393	23.611	23.016	37.290	4.420	1.633	12.550	102.518
2.0 TD	27.187.868	116.051	120.739					19.530	18.551	33.178				71.259
3.0 TD	730.400	16.140	17.357	17.388	17.365	17.368	19.351	4.062	4.446	4.095	4.401	1.619	12.509	31.132
3.0 TDVE	3.545	39	41	41	41	41	42	18	19	18	19	13	40	127
Alta tensión	111.266	27.473	28.778	29.331	29.551	30.445	38.795	11.801	14.600	13.203	15.283	6.691	59.243	120.820
6.1 TD	105.252	18.195	19.032	19.227	19.265	19.588	24.722	6.986	8.322	7.611	8.699	3.668	29.417	64.703
6.1 TDVE	340	14	15	15	15	15	19	9	9	9	11	10	17	64
6.2 TD	4.337	4.158	4.336	4.431	4.340	4.549	6.100	2.252	2.851	2.520	2.877	1.244	11.554	23.299
6.3 TD	507	1.913	1.988	2.020	2.045	2.132	2.691	944	1.218	1.117	1.324	591	5.990	11.185
6.4 TD	830	3.193	3.408	3.638	3.886	4.162	5.263	1.610	2.200	1.945	2.372	1.178	12.264	21.569
Total	28.033.080	159.702	166.915	46.760	46.958	47.854	58.187	35.411	37.616	50.493	19.702	8.323	71.793	223.339

Fuente: CNMC

Cuadro I.21. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2022. Sistema Balear

Peaje T&D	Nº clientes	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	734.745	4.442	4.510	792	792	792	828	901	871	1.503	185	63	542	4.065
2.0 TD	698.494	3.718	3.718	-	-	-	-	729	690	1.327	-	-	-	2.746
3.0 TD	36.249	724	792	792	792	792	828	172	180	176	185	63	542	1.319
3.0 TDVE	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alta tensión	1.252	273	283	288	289	291	440	107	127	120	139	57	475	1.024
6.1 TD	1.246	249	259	261	262	263	400	100	118	112	129	52	430	940
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	6	24	24	26	27	27	39	7	9	8	10	5	45	84
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	735.997	4.715	4.794	1.080	1.082	1.083	1.267	1.008	997	1.623	324	120	1.017	5.089

Fuente: CNMC

Cuadro I.22. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2022. Sistema Canario

Peaje T&D	Nº clientes	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	1.227.136	5.812	5.840	748	748	748	771	1.074	1.038	1.733	201	76	597	4.718
2.0 TD	1.201.738	5.080	5.080	-	-	-	-	881	828	1.551	-	-	-	3.259
3.0 TD	25.398	732	760	748	748	748	771	194	209	182	201	76	597	1.459
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	2.312	611	626	640	642	659	897	296	356	326	387	163	1.320	2.847
6.1 TD	2.281	595	610	624	626	642	857	287	343	314	373	157	1.257	2.732
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	28	16	16	16	16	16	39	10	12	11	14	6	63	115
6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 TD	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.229.448	6.423	6.466	1.389	1.391	1.407	1.668	1.371	1.393	2.059	588	239	1.916	7.565

Fuente: CNMC

Cuadro I.23. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2022. Sistema ceutí

Peaje T&D	Nº clientes	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	30.557	167	168	37	37	37	37	36	38	26	2	6	4	112
2.0 TD	29.189	131	131	-	-	-	-	30	20	17	-	-	-	66
3.0 TD	1.368	36	37	37	37	37	37	7	18	9	2	6	4	46
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	51	16	16	16	16	16	18	7	9	8	9	4	25	62
6.1 TD	51	16	16	16	16	16	18	7	9	8	9	4	25	62
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	30.608	183	184	53	53	53	55	44	46	34	12	10	29	174

Fuente: CNMC

Cuadro I.24. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2022. Sistema Melillense

Peaje T&D	Nº clientes	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	33.507	187	187	33	33	33	34	33	29	46	5	2	21	136
2.0 TD	32.283	155	155	-	-	-	-	27	23	41	-	-	-	92
3.0 TD	1.224	32	33	33	33	33	34	5	6	5	5	2	21	45
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	67	20	20	20	20	20	23	8	9	8	8	3	32	67
6.1 TD	67	20	20	20	20	20	23	8	9	8	8	3	32	67
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	33.574	207	208	53	53	53	57	41	38	54	13	5	53	203

(1) Fuente: CNMC

Finalmente, la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2022 (261.551 GWh) se ha obtenido aplicando el mismo criterio que el utilizado para determinar la demanda del ejercicio 2021 (véase Cuadro I.25).

Cuadro I.25. Previsión de la demanda en b.c. para 2022

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2021		Previsión CNMC 2022	
	GWh	% variación 21 respecto 20	GWh	% variación 22 respecto 21
Peninsular	243.339	2,8%	247.559	1,7%
No peninsular	13.665	2,8%	13.992	2,4%
Baleares	5.341	8,1%	5.516	3,3%
Canarias	7.920	-0,3%	8.069	1,9%
Ceuta	194	-2,6%	195	0,5%
Melilla	210	1,0%	212	0,9%
Total Nacional	257.004	2,8%	261.551	1,8%

Fuente: CNMC

3. Previsión 2023-2025

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

En el Cuadro I.26 se muestra la previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema para el periodo 2023-2025. Según las previsiones del operador del sistema, la demanda registrará un incremento del 1,9% en los tres últimos años del periodo regulatorio.

Según ha indicado el operador del sistema sus previsiones para el final del período regulatorio están alineados con la información recogida en el escenario Objetivo del borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) publicado en marzo de 2020 por el Ministerio de Transición Ecológica y el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético, mientras que los escenarios de demanda nacional en barras de central de los años 2023 a 2025 se obtienen mediante una interpolación de la evolución de las demandas previstas por REE para 2022 y la demanda del escenario PNIEC Objetivo 2025.

Cuadro I.26. Previsión del OS en el periodo 2023-2025

Demanda b.c. (GWh)	Previsión 2023	Previsión 2024	Previsión 2025
Peninsular	250.475	254.562	258.684
Extrapeeninsular	15.247	16.201	17.147
Baleares	5.733	5.967	6.199
Canarias	9.088	9.798	10.501
Ceuta	211	218	225
Melilla	214	218	222
Demanda redes	265.722	270.763	275.831

% variación año anterior	Previsión 2023	Previsión 2024	Previsión 2025
Peninsular	1,7%	1,6%	1,6%
Extrapeeninsular	6,6%	6,3%	5,8%
Baleares	4,2%	4,1%	3,9%
Canarias	8,4%	7,8%	7,2%
Ceuta	3,5%	3,4%	3,3%
Melilla	1,9%	1,9%	1,9%
Demanda nacional	1,9%	1,9%	1,9%

Fuente: OS

3.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.27 se muestra la evolución del número de suministros, potencia facturada y consumo prevista por las empresas distribuidoras en el periodo 2023-2025. Según las previsiones de las empresas distribuidoras tanto la potencia como la demanda registrarán incrementos durante todo el periodo, con crecimientos superiores a la media en el caso de los consumidores conectados en baja tensión, e inferiores en el caso de los consumidores conectados en alta tensión.

En particular, las empresas estiman que el número de suministros aumentará a un ritmo de 0,4% anual. Asimismo, estiman que la potencia facturada registrará incrementos del 1,4% en el año 2023 (baja tensión + 1,6% y alta tensión +0,5%) y el 0,9% en el año 2024 y 2025 (baja tensión + 1,0% y alta tensión +0,5% en 2024 y +0,4% en 2025). Finalmente, prevén incrementos del consumo del 1,4% en los años 2023 y 2024 y 2025, si bien, como se ha señalado anteriormente los incrementos de la demanda de baja tensión (+1,6% en 2023, +1,7% en 2024 y 2025) son superiores a los incrementos de la demanda de los consumidores conectados en alta tensión (+1,2% en 2023, +1,1% en 2024 y 2025).

Cuadro I.27. Previsión en el periodo 2022-2025 y tasas de variación (%) por las empresas distribuidoras

Peaje T&D	2023			2024			2025		
	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
Baja tensión	29.871.987	146.424	113.446	29.981.643	147.831	115.411	30.085.781	149.252	117.332
2.0 TD	29.066.881	127.255	79.041	29.170.191	128.461	80.198	29.268.111	129.677	81.341
3.0 TD	798.329	19.090	34.143	801.259	19.249	34.719	804.055	19.409	35.292
3.0 TDVE	6.776	79	262	10.194	122	494	13.614	166	699
Alta tensión	115.643	30.151	127.029	116.297	30.288	128.426	116.921	30.417	129.799
6.1 TD	109.359	20.171	69.022	109.780	20.259	69.826	110.173	20.341	70.619
6.1 TDVE	550	24	78	764	34	94	978	43	110
6.2 TD	4.389	4.431	24.534	4.405	4.450	24.774	4.419	4.468	25.005
6.3 TD	509	1.981	11.139	511	1.990	11.235	512	1.998	11.328
6.4 TD	835	3.544	22.255	837	3.555	22.496	839	3.566	22.738
Total	29.987.629	176.574	240.475	30.097.940	178.120	243.837	30.202.702	179.668	247.131

Peaje T&D	2023			2024			2025		
	Clientes	Potencia facturada	Consumo	Clientes	Potencia facturada	Consumo	Clientes	Potencia facturada	Consumo
Baja tensión	0,4%	1,6%	1,6%	0,4%	1,0%	1,7%	0,3%	1,0%	1,7%
2.0 TD	0,4%	1,6%	1,4%	0,4%	0,9%	1,5%	0,3%	0,9%	1,4%
3.0 TD	0,5%	1,5%	1,6%	0,4%	0,8%	1,7%	0,3%	0,8%	1,6%
3.0 TDVE	91,0%	94,9%	106,0%	50,4%	55,0%	88,6%	33,6%	35,5%	41,5%
Alta tensión	0,6%	0,5%	1,2%	0,6%	0,5%	1,1%	0,5%	0,4%	1,1%
6.1 TD	0,4%	0,5%	1,2%	0,4%	0,4%	1,2%	0,4%	0,4%	1,1%
6.1 TDVE	61,8%	64,5%	21,5%	38,9%	39,6%	20,4%	28,0%	28,4%	16,3%
6.2 TD	0,4%	0,5%	1,1%	0,4%	0,4%	1,0%	0,3%	0,4%	0,9%
6.3 TD	0,3%	0,5%	0,9%	0,3%	0,5%	0,9%	0,2%	0,4%	0,8%
6.4 TD	0,3%	0,4%	1,1%	0,3%	0,3%	1,1%	0,2%	0,3%	1,1%
Total	0,4%	1,4%	1,4%	0,4%	0,9%	1,4%	0,3%	0,9%	1,4%

Fuente: Empresas

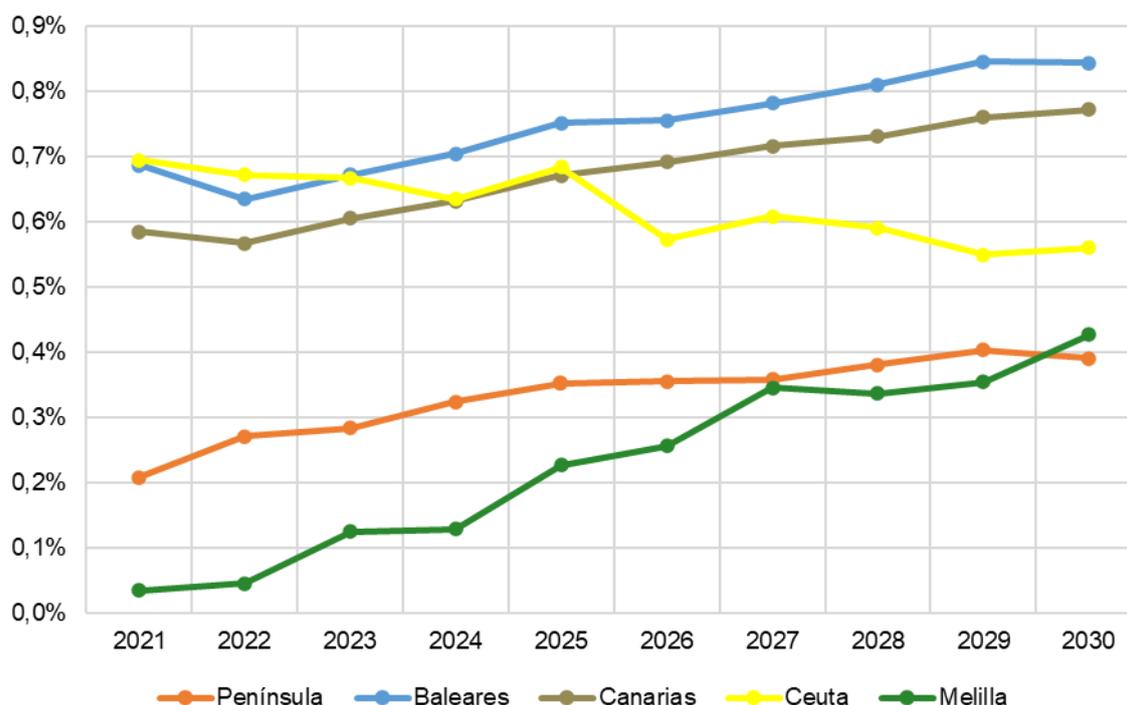
3.3 Previsión de la demanda en b.c. y en consumo de la CNMC

A continuación, se muestran la previsión de la demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el periodo regulatorio 2023-2025.

La demanda prevista resulta de considerar las siguientes hipótesis respecto de la evolución del consumo por sector de actividad, la penetración del vehículo eléctrico, las bombas de calor, la eficiencia energética, el autoconsumo para el periodo regulatorio 2030-2025, así como el impacto derivado de la pandemia generado por el COVID-19.

La previsión de demanda asociada al consumo doméstico se ha estimado teniendo en cuenta las previsiones del INE. En particular, se ha considerado que el número de hogares aumentará anualmente durante 2023-2025, en promedio, un 0,3% en el subsistema peninsular, un 0,7% en el subsistema balear, un 0,6% en el subsistema canario, un 0,7% en el subsistema ceutí y un 0,2% en el subsistema melillense (véase Gráfico I.5).

Gráfico I.5. Evolución del número de hogares por subsistema



Fuente: INE, Proyección de los hogares 2020-2035

Se estima que el número de suministros conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW evolucionará de la misma manera que el número de hogares. Por lo que respecta a la potencia y el consumo medio de los puntos de suministro durante el periodo de previsión se estima que se verá afectado por la penetración del vehículo eléctrico, las bombas de calor y las

medidas de eficiencia energética que se implementarán en el periodo derivadas del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (en adelante PNIEC).

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

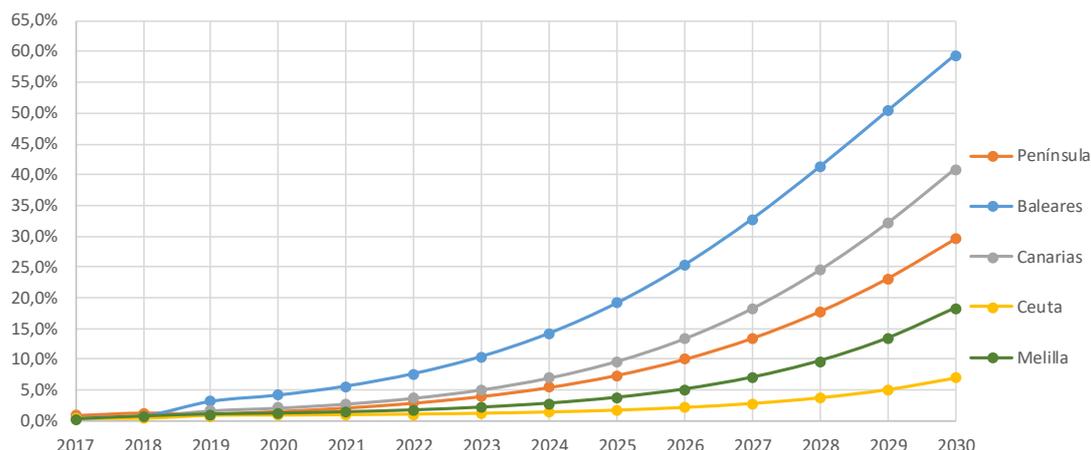
Respecto de la penetración del vehículo eléctrico se han adoptado las siguientes hipótesis:

- El parque móvil de vehículos ligeros continuará creciendo hasta el 2025 siendo el incremento decreciente durante el periodo de previsión motivado por la ganancia de cuota de mercado de la utilización de vehículo de uso compartido.
- Se considera que las matriculaciones crecerán a un ritmo constante durante el periodo. En particular, se ha mantenido el incremento registrado en el último ejercicio con información disponible, esto es el 2,1% en el subsistema peninsular, el 1,7% en el subsistema balear, el 2,3% en el subsistema canario, el 1,3% en el subsistema ceutí y el 2,7% en el subsistema melillense.
- La cuota anual de matriculaciones de vehículos ligeros eléctricos evoluciona según una distribución logística (curva S) en línea con lo contemplado en el "Informe de la comisión de expertos de transición energética" hasta alcanzar el 100% en 2050, si bien los parámetros se han ajustado por subsistema, a efectos de reflejar las distintas realidades. Cabe señalar que, entre otros factores, en la penetración del vehículo eléctrico las políticas específicas de las distintas Comunidades Autónomas²¹ tendrán gran impacto a la hora de fomentar la transición de un vehículo de motor de combustión a eléctrico. En este sentido se estima que la penetración será más rápida en los subsistemas peninsular y balear y más lenta en el resto de subsistemas.
- Se estima que, la penetración del vehículo eléctrico representará, aproximadamente, el 7% de los vehículos ligeros en 2030.
- Se ha estimado que el 70% de los vehículos eléctricos serán turismos y el 30% ciclomotores o motocicletas, con una potencia de carga de 3,45 kW y 1,5 kW, respectivamente.
- Se ha considerado que el 50% de las cargas de los vehículos eléctricos se realizará en horario nocturno y no supondrán por tanto un aumento de potencia y que el 50% restante se distribuyen homogéneamente durante el resto de las horas.

²¹ Ley 10/2019 de 22 de febrero de Cambio climático y transición energética de las Islas Baleares.

Bajo estas hipótesis se estima que en 2025 habrá, aproximadamente, 540.000 vehículos eléctricos, lo que tendrá un impacto en la demanda consumida de 680 GWh y en la potencia contratada de 344 GW (véase Gráfico I.6).

Gráfico I.6. Evolución del grado de penetración del vehículo ligero eléctrico



Fuente: CNMC

Respecto de la penetración de las bombas de calor, se ha estimado que se mantendrá la tendencia registrada en los últimos años²², de forma que el 40% de los hogares dispondrán de bomba de calor en 2025, lo que, supuesto que el 50% se deberá a nuevos consumos y el 50% desplazará otros consumos eléctricos, tendrá un impacto en la demanda de 1,4 TWh.

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

Respecto de las medidas de eficiencia se ha estimado que en el sector doméstico el tamaño medio de los suministros se reducirá un 5% anual como consecuencia de la renovación de los electrodomésticos. Asimismo, se ha considerado que la mejora de la eficiencia de los mismos y la tasa de renovación de los electrodomésticos es del 10% anual, supuesta una vida útil de 10 años.

Por otra parte, se estima que, en los años 2023, 2024 y 2025 se producirán incrementos de la demanda no doméstica en línea con las previsiones del

²² Véase “Síntesis del Estudio Parque de Bombas de Calor en España”, IDAE, disponible en <https://www.idae.es/publicaciones/sintesis-del-estudio-parque-de-bombas-de-calor-en-espana-estudios-idae-001>

crecimiento económico. En particular, se considera que un crecimiento del PIB del 3,5% en 2023, 2,1% en 2024 y 1,5% en 2025.

A partir del 2023, se estima que la demanda asociada a la prestación de servicios y la demanda asociada a los sectores del automóvil, químico, papelerero, de la construcción y alimentaria, textil y calzado presentarán incrementos en línea con las previsiones de crecimiento económico, parcialmente compensados por la adopción de medidas de eficiencia energética, mientras que la demanda industrial asociada a los sectores agrícola y metalúrgico permanecerán estable.

En los cuadros siguientes se muestran las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para el periodo de 2023 a 2025 resultado de considerar las hipótesis anteriores. En particular, en el Cuadro I.28 se presenta las previsiones de la CNMC relativas a la demanda en consumo y en b.c., desagregadas por subsistema y distinguiendo entre la demanda suministrada desde las redes y demanda autogenerada, así como la evolución de las pérdidas medias previstas para el periodo regulatorio y en el Cuadro I.29 se presenta el detalle de las previsiones de la CNMC de la demanda en consumo, desagregadas por grupo tarifario y periodo horario, a efectos del cálculo de los peajes de transporte y distribución para el periodo 2023-2025.

Cabe señalar que, si bien se estiman incrementos relevantes de la demanda nacional, motivado por el proceso de electrificación de la economía, estos incrementos no se traducen en incrementos de energía suministrada desde las redes, debido a la penetración del autoconsumo, que se estima alcanzará el 7% en 2025.

Cuadro I.28. Demanda en b.c. de la redes, autoconsumo y demanda b.c Previsión en el periodo 2022-2025 de la CNMC

1. Demanda en consumo

Demanda en consumo extraída de las redes (GWh)	2023	2024	2025
Peninsular	226.572	229.031	230.777
Extrapeeninsular	13.218	13.384	13.511
Baleares	5.163	5.236	5.298
Canarias	7.676	7.768	7.832
Ceuta	175	176	177
Melilla	204	204	205
Demanda nacional	239.790	242.415	244.288

% variación demanda en consumo extraída de las redes	2023	2024	2025
Peninsular	1,4%	1,1%	0,8%
Extrapeeninsular	1,4%	1,3%	0,9%
Baleares	1,5%	1,4%	1,2%
Canarias	1,5%	1,2%	0,8%
Ceuta	0,8%	0,4%	0,5%
Melilla	0,3%	0,1%	0,3%
Demanda nacional	1,4%	1,1%	0,8%

2. Demanda en b.c.

2.1 Demanda en b.c. tomada de las redes

Demanda en b.c. de las redes (GWh)	2023	2024	2025
Peninsular	250.916	253.410	255.111
Extrapeeninsular	14.192	14.371	14.507
Baleares	5.596	5.675	5.742
Canarias	8.187	8.285	8.353
Ceuta	197	197	198
Melilla	213	213	213
Demanda de redes	265.108	267.780	269.618

% variación demanda en b.c.	2023	2024	2025
Peninsular	1,4%	1,0%	0,7%
Extrapeeninsular	1,4%	1,3%	0,9%
Baleares	1,5%	1,4%	1,2%
Canarias	1,5%	1,2%	0,8%
Ceuta	0,8%	0,4%	0,5%
Melilla	0,3%	0,1%	0,3%
Demanda nacional	1,4%	1,0%	0,7%

2.2 Demanda autogenerada

Autoconsumo (GWh)	2023	2024	2025
Peninsular	11.175	15.782	20.774
Extrapeeninsular	119	205	318
Baleares	53	93	160
Canarias	66	111	157
Ceuta	0	0	1
Melilla	0	0	1
Demanda nacional	11.295	15.987	21.092

% variación Autoconsumo	2023	2024	2025
Peninsular	72,6%	41,2%	31,6%
Extrapeeninsular	83,3%	71,8%	55,2%
Baleares	81,2%	75,4%	71,2%
Canarias	85,4%	68,7%	41,7%
Ceuta	50,0%	100,6%	50,5%
Melilla	50,0%	100,6%	50,5%
Demanda nacional	72,7%	41,5%	31,9%

2.3 Demanda nacional en b.c.

Demanda nacional b.c. (GWh)	2023	2024	2025
Peninsular	262.091	269.192	275.886
Extrapeeninsular	14.311	14.575	14.825
Baleares	5.650	5.768	5.902
Canarias	8.252	8.396	8.510
Ceuta	197	198	199
Melilla	213	213	214
Demanda nacional	276.402	283.767	290.710

% variación demanda nacional	2023	2024	2025
Peninsular	3,2%	2,7%	2,5%
Extrapeeninsular	1,8%	1,8%	1,7%
Baleares	1,9%	2,1%	2,3%
Canarias	1,8%	1,7%	1,4%
Ceuta	0,8%	0,5%	0,6%
Melilla	0,3%	0,2%	0,4%
Demanda nacional	3,1%	2,7%	2,4%

% penetración autoconsumo	2023	2024	2025
Peninsular	4,3%	5,9%	7,5%
Extrapeeninsular	0,8%	1,4%	2,1%
Baleares	0,9%	1,6%	2,7%
Canarias	0,8%	1,3%	1,8%
Ceuta	0,1%	0,2%	0,3%
Melilla	0,1%	0,2%	0,3%
Demanda nacional	4,1%	5,6%	7,3%

3. Pérdidas implícitas de redes

Pérdidas implícitas (%)	2023	2024	2025
Peninsular	10,7%	10,6%	10,5%
Extrapesinular	7,4%	7,4%	7,4%
Baleares	8,4%	8,4%	8,4%
Canarias	6,7%	6,7%	6,7%
Ceuta	12,2%	12,2%	12,2%
Melilla	4,3%	4,3%	4,3%
Demanda nacional	10,6%	10,5%	10,4%

Fuente: CNMC

Cuadro I.29. Previsión de la demanda en consumo de la CNMC en el periodo 2023-2025

Sistema Nacional. Año 2023														
Peaje T&D	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (MWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.009.562	143.251	149.275	19.129	19.107	19.109	21.162	25.703.467	25.056.878	40.706.766	4.967.346	1.836.875	14.152.252	112.423.584
2.0 TD	29.207.711	125.464	130.164					21.103.047	20.023.177	36.077.844				
3.0 TD	801.850	17.787	19.111	19.129	19.107	19.109	21.162	4.600.420	5.033.701	4.628.922	4.967.346	1.836.875	14.152.252	35.219.516
Alta tensión	115.813	28.571	29.909	30.484	30.708	31.625	40.421	12.469.238	15.409.093	13.944.901	16.149.034	7.057.151	62.336.681	127.366.098
6.1 TD	110.074	19.215	20.082	20.295	20.337	20.679	26.211	7.533.654	8.972.291	8.211.727	9.399.127	3.965.300	31.754.786	69.836.885
6.2 TD	4.398	4.221	4.400	4.498	4.407	4.618	6.213	2.334.492	2.955.145	2.613.815	2.984.910	1.291.328	12.001.368	24.181.058
6.3 TD	509	1.931	2.007	2.039	2.065	2.152	2.716	972.793	1.255.760	1.151.665	1.364.919	609.080	6.173.777	11.527.994
6.4 TD	832	3.205	3.420	3.651	3.900	4.177	5.281	1.628.300	2.225.897	1.967.693	2.400.078	1.191.443	12.406.750	21.820.161
Total	30.125.375	171.822	179.184	49.613	49.815	50.735	61.583	38.172.705	40.465.971	54.651.666	21.116.380	8.894.026	76.488.933	239.789.682

Sistema Nacional. Año 2024														
Peaje T&D	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (MWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.079.094	143.694	149.735	19.181	19.158	19.161	21.218	25.600.533	25.018.772	40.446.664	5.162.741	2.067.258	14.838.274	113.134.241
2.0 TD	29.273.495	125.859	130.572					21.053.557	19.976.139	36.044.937				77.074.634
3.0 TD	805.600	17.835	19.162	19.181	19.158	19.161	21.218	4.546.976	5.042.632	4.401.727	5.162.741	2.067.258	14.838.274	36.059.607
Alta tensión	116.583	28.697	30.041	30.617	30.842	31.763	40.597	12.473.392	15.286.340	13.873.839	16.830.671	7.349.884	63.466.372	129.280.497
6.1 TD	110.823	19.311	20.183	20.397	20.439	20.783	26.343	7.557.020	8.948.885	8.193.495	9.817.572	4.159.610	32.369.232	71.045.815
6.2 TD	4.417	4.237	4.417	4.516	4.424	4.636	6.237	2.286.787	2.893.092	2.571.754	3.138.294	1.403.750	12.315.476	24.609.153
6.3 TD	510	1.942	2.019	2.051	2.077	2.164	2.732	962.407	1.240.691	1.131.750	1.407.744	635.581	6.375.056	11.753.229
6.4 TD	832	3.207	3.422	3.653	3.902	4.180	5.285	1.667.177	2.203.672	1.976.840	2.467.060	1.150.943	12.406.607	21.872.300
Total	30.195.677	172.391	179.776	49.798	50.001	50.924	61.816	38.073.925	40.305.111	54.320.503	21.993.412	9.417.142	78.304.646	242.414.738

Sistema Nacional. Año 2025

Peaje T&D	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (MWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.154.118	144.215	150.275	19.243	19.221	19.223	21.286	25.650.227	25.078.197	40.545.795	5.250.479	2.102.377	15.088.721	113.715.795
2.0 TD	29.344.842	126.322	131.051					21.026.553	19.950.432	36.069.362				77.046.346
3.0 TD	809.276	17.893	19.224	19.243	19.221	19.223	21.286	4.623.674	5.127.765	4.476.433	5.250.479	2.102.377	15.088.721	36.669.449
Alta tensión	117.269	28.800	30.148	30.726	30.950	31.873	40.740	12.603.079	15.443.524	14.016.821	17.003.400	7.424.459	64.081.019	130.572.302
6.1 TD	111.496	19.395	20.270	20.485	20.528	20.873	26.458	7.645.485	9.053.679	8.289.492	9.932.631	4.208.357	32.748.253	71.877.897
6.2 TD	4.431	4.249	4.429	4.528	4.436	4.648	6.254	2.315.747	2.929.734	2.604.337	3.178.059	1.421.536	12.471.427	24.920.840
6.3 TD	511	1.951	2.028	2.060	2.086	2.174	2.744	976.577	1.258.958	1.148.413	1.428.471	644.939	6.468.917	11.926.273
6.4 TD	832	3.206	3.421	3.652	3.901	4.178	5.283	1.665.271	2.201.152	1.974.580	2.464.240	1.149.627	12.392.422	21.847.292
Total	30.271.387	173.015	180.423	49.969	50.171	51.096	62.025	38.253.306	40.521.721	54.562.616	22.253.879	9.526.836	79.169.740	244.288.097

Fuente: CNMC

