



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA
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 2021**

18 de marzo de 2021

RAP/DE/003/20

Índice

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	5
4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN	8
4.1. Previsión de cierre 2020	8
4.2. Previsión 2021	14
5. RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN	17
5.1. Retribución transporte	17
5.2. Retribución distribución	19
6. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN 20	
6.1. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución	20
6.2. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución	24
6.3. Determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución	35
6.4. Determinación de los términos de excesos de potencia	48
6.5. Términos de facturación por energía reactiva	52
6.6. Análisis de las variaciones de los peajes de transporte y distribución respecto de los del ejercicio anterior	53
6.6.1. Impacto de la actualización de la retribución	53
6.6.2. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo	54
6.6.3. Impacto de la actualización de los balances de potencia y energía	56
6.6.4. Impacto de la actualización de las variables de facturación	57
6.6.5. Impacto conjunto	58
6.7. Análisis de las variaciones de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio	68
7. RÉGIMEN TRANSITORIO	74
8. OTRAS DISPOSICIONES	75
8.1. Contratos de duración inferior al año	75
8.2. Acreditación del punto de recarga del vehículo eléctrico de acceso público	76

8.3.	Adaptación de las potencias contratadas a los periodos horarios definidos en la Circular 3/2020, de 15 de enero	77
8.4.	Adaptación de las medidas a los periodos horarios según la estructura de peajes de la Circular 3/2020 y del Real Decreto 1164/2001	78
8.5.	Habilitación para la modificación de los peajes	79
<hr/>		
	ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2020-2025	84
<hr/>		
	ANEXO II. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA	127
<hr/>		

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA 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 2021

1. OBJETO

La presente memoria justificativa tiene por objeto detallar el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, 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 publicadas 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 fue remitida el 29 de enero de 2021 al Consejo Consultivo de Electricidad y a las empresas concernidas para alegaciones.

El 29 de enero de 2021 fue remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (en adelante CCE) la propuesta de Resolución por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución para el año 2021, sometiéndose también a información pública en la página web de este Organismo. Estos trámites finalizaron el 12 de febrero de 2021.

En el procedimiento de audiencia del Consejo Consultivo de Electricidad se han recibido comentarios de 20 agentes, de los cuales dos manifiestan no tener observaciones y uno ha declarado sus observaciones como confidenciales

Las observaciones de los agentes se han centrado fundamentalmente en los siguientes aspectos:

- *Retribución de la actividad de distribución considerada en la determinación de los peajes de distribución.*

Varios agentes han señalado la necesidad de incorporar en la determinación de los peajes de distribución la mejor previsión de la retribución del ejercicio, sin perjuicio de que no se liquide hasta que se aprueben las retribuciones definitivas, así como los desvíos entre la retribución definitiva con respecto a la provisional reconocida en los ejercicios 2016-2020.

- *Peajes de transporte y distribución*

En relación con los peajes de transporte y distribución, los agentes han formulado las siguientes observaciones:

- Un agente ha propuesto una reducción del 80% en los peajes de aplicación a la industria electrointensiva, de forma similar al esquema utilizado en Alemania y Francia.
 - Un agente ha propuesto que los términos de energía de los peajes de aplicación a las instalaciones de consumo próximas a través de red sean cero en el caso de que la generación y el consumo que estén en una misma referencia catastral, pero conectadas en un nivel de tensión distinto de NT0.
 - Un agente ha señalado la necesidad de establecer que la facturación de los excesos de potencia ha de ser mensual, aspecto implícito en la Circular 3/2020, pero no establecido expresamente.
 - Varios agentes han señalado que los nuevos precios del término de exceso de potencia tendrán un impacto relevante en la factura de algunos consumidores y solicitan que se conceda un periodo transitorio de forma que se les permita optimizar las potencias que deben contratar.
 - Con carácter general los agentes han mostrado su conformidad con la fijación de un precio de 0 €/kVAr para el término de facturación por energía reactiva capacitiva de aplicación.
 - Un agente ha propuesto diferenciar los precios de los términos de facturación por energía reactiva que aplican a energía reactiva inductiva y capacitiva, a efectos de claridad.
- *Acreditación del punto de recarga del vehículo eléctrico*

En relación con la acreditación del vehículo eléctrico los agentes han propuesto incluir algunas mejoras, con objeto de dar mayor claridad y certeza en la acreditación del punto de recarga del vehículo eléctrico.

Por otra parte, un agente ha señalado que todos los puntos de recarga de vehículos deberían tener la posibilidad de acogerse al peaje específico y que las bonificaciones no deberían limitarse a los puntos de recarga para los vehículos eléctricos, sino que deberían ser extensivas a cualquier tipo de infraestructura de recarga y repostaje de combustibles alternativos recogidos en la Directiva 2014/94/UE.

Por último, algunos agentes han señalado la necesidad de aclarar que existe la posibilidad de que exista un consumo/potencia residual para otros usos asociados dentro del contrato de suministro para el punto de recarga, como por ejemplo farolas de iluminación, una oficina para gestionar el pago del servicio, o incluso una pequeña tienda o cafetería.

- *Adaptación de las potencias contratadas*

En relación con la adaptación de las potencias contratadas a la nueva estructura de peajes de la Circular 3/2020, algunos agentes han solicitado que se permita al menos dos cambios de potencia.

Adicionalmente, uno de los agentes ha señalado que los cambios de potencia no deberían suponer coste alguno para los consumidores.

- *Revisión de los peajes*

Respecto de la posibilidad prevista en la resolución de revisar los peajes de transporte y distribución una vez se disponga de la retribución definitiva de las actividades de transporte y distribución, un agente ha señalado que no debiera ser potestativa sino obligatoria, mientras que otro se ha mostrado contrario y ha señalado la necesidad de evitar refacturaciones a los consumidores.

- *Fecha de aplicación de los peajes*

En relación con la aplicación de los peajes de transporte y distribución, con carácter general los agentes han mostrado su preocupación por el retraso en la publicación del Real Decreto de metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, señalando la necesidad de coordinación y ante la eventualidad de que la entrada en vigor de peajes y cargos se retrase con respecto a la fecha prevista, 1 de abril de 2021, asegurar que los clientes disponen de un calendario predefinido y suficiente.

Al respecto, varios agentes han propuesto retrasar la fecha de aplicación de peajes y cargos. En particular han propuesto retrasarla al 1 de junio, 1 de julio y tres meses tras la publicación de los precios de peajes y cargos.

Adicionalmente, los agentes han formulado las siguientes observaciones no directamente relacionadas con la propuesta de Resolución

- Dos agentes han manifestado su oposición a la asignación de la retribución a los términos fijos y variables de los peajes, proponiendo uno de ellos revisar la metodología de asignación.
- Dos agentes han señalado el impacto sobre el término de energía de la aplicación de peajes y cargos.
- Varios agentes han propuesto que se aclare que no hay necesidad de suscribir contratos de suministro por los consumos propios de transporte y distribución.
- Un agente solicita aclaraciones sobre la adaptación de los contratos de suministro a la nueva estructura de peajes y cargos y solicita que, en caso de conflicto, el cliente pueda cambiar de comercializadora sin penalización.

Se indica que se han incorporado todas las propuestas de los agentes con la excepción de los desvíos de la retribución del transporte y la distribución de

ejercicios anteriores, dado que están pendientes de aprobación sendos procedimientos de lesividad por lo que se desconoce el importe.

Asimismo, tampoco se han incorporado aquellas alegaciones que exceden el ámbito de aplicación de la resolución, relativas a la no necesidad de realizar contratos de suministros por los consumos propios de transporte y distribución, o a la implementación de bonificaciones para infraestructura de recarga y repostaje de combustibles alternativos, ni aquellas que requerirían una modificación previa de la metodología establecida en la Circular 3/2020, tales como la reducción de los peajes de transporte y distribución para los consumidores electrointensivos y la asignación mayoritaria del coste al término variable.

Se indica que a lo largo de la memoria se recoge con mayor grado de detalle las observaciones de los agentes que se han incorporado y las que no, así como la justificación de la decisión adoptada.

4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central (b.c.) y en consumo de la CNMC para el cierre del ejercicio 2020 y 2021, 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 2020 y 2021, para el total nacional y desagregado por subsistema: peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

4.1. Previsión de cierre 2020

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2019, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (noviembre de 2019-octubre 2020) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2020. Teniendo en cuenta la información disponible por la CNMC, se estima que en 2020 como consecuencia de la crisis sanitaria la demanda en b.c. nacional alcanzará 246.548 GWh, un 6,8% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2019 (264.635 GWh) y un 1,7% inferior a la demanda registrada en los últimos doce meses (250.840 GWh).

Por subsistemas, se prevé una contracción de la demanda mayor en los subsistemas balear y canario, con reducciones del -19,3% y del 11,2%,

respectivamente, seguido por el subsistema peninsular, ceutí y melillense con reducciones del -6,4%, 4,9% y -3,6%, respectivamente

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2019, 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 2020

Sistema	2019 (GWh)	Últimos doce meses (nov 2019- oct 2020)			Previsión CNMC de cierre 2020	
		GWh	% variación respecto 2018	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 20 respecto 19
Peninsular	249.228	237.329	-4,8%	-4,9%	233.333	-6,4%
No peninsular	15.407	13.511	-12,3%	-12,1%	13.215	-14,2%
Baleares	6.115	4.976	-18,6%	-18,4%	4.934	-19,3%
Canarias	8.875	8.123	-8,5%	-8,3%	7.882	-11,2%
Ceuta	206	202	-1,9%	-1,8%	196	-4,9%
Melilla	211	209	-0,8%	-1,3%	203	-3,6%
Total Nacional	264.635	250.840	-5,2%	-5,3%	246.548	-6,8%

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 2020. Se estima que en 2020 el consumo se reducirá respecto del registrado en 2019 en todos los subsistemas y grupos tarifarios, con la excepción de la demanda asociada al consumo doméstico (esto es, demanda de consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW), para la que se prevé un aumento en los subsistemas peninsular, ceutí y melillense. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2020 (224.242 GWh) se reduce un 6,8% respecto de la demanda registrada en 2019 (240.718 GWh).

Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2020 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Real 2019 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	103.025	4.172	4.926	122	132	112.377
2.0 A	39.363	1.166	1.805	60	71	42.465
2.0 A DHA	22.981	959	965	2	2	24.908
2.0 A DHS	61	5	10	-	0	76
2.1 A	3.582	157	250	5	8	4.002
2.1 A DHA	3.835	165	187	0	1	4.189
2.1 A DHS	13	1	2	-	-	16
3.0 A	33.189	1.718	1.707	54	51	36.720
Alta tensión	123.318	1.476	3.410	67	70	128.341
3.1 A (1-30 kV)	14.544	439	733	12	18	15.746
3.1 A (30-36 kV)	335	-	-	-	-	335
6.1 A	51.786	913	2.558	55	52	55.364
6.2	23.117	123	119	-	-	23.359
6.3	10.625	-	0	-	-	10.625
6.4 (1)	22.911	-	-	-	-	22.911
Total	226.343	5.647	8.336	189	202	240.718
	Previsión de cierre 2020 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	100.169	3.405	4.628	118	129	108.449
2.0 A	34.192	639	1.316	63	75	36.285
2.0 A DHA	30.010	1.254	1.399	4	3	32.669
2.0 A DHS	104	13	29	-	0	145
2.1 A	2.719	110	163	4	7	3.003
2.1 A DHA	3.985	181	215	0	2	4.383
2.1 A DHS	17	2	5	-	-	24
3.0 A	29.143	1.207	1.501	47	42	31.940
Alta tensión	111.739	1.151	2.776	61	67	115.793
3.1 A (1-30 kV)	12.666	308	623	10	17	13.625
3.1 A (30-36 kV)	287	-	-	-	-	287
6.1 A	47.259	744	2.046	51	49	50.150
6.2	21.987	99	106	-	-	22.192
6.3	9.757	-	0	-	-	9.757
6.4 (1)	19.782	-	0	-	-	19.783
Total	211.908	4.556	7.403	179	195	224.242
	% variación 2020 sobre 2019					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-2,8%	-18,4%	-6,1%	-2,9%	-3,0%	-3,5%
2.0 A	-13,1%	-45,2%	-27,1%	5,0%	5,8%	-14,6%
2.0 A DHA	30,6%	30,8%	45,0%	75,3%	96,6%	31,2%
2.0 A DHS	69,0%	149,7%	190,5%	-	267,3%	90,3%
2.1 A	-24,1%	-30,0%	-35,0%	-14,1%	-15,0%	-25,0%
2.1 A DHA	3,9%	9,5%	14,9%	-0,4%	12,6%	4,6%
2.1 A DHS	26,7%	139,8%	140,0%	-	-	46,7%
3.0 A	-12,2%	-29,8%	-12,1%	-13,6%	-17,0%	-13,0%
Alta tensión	-9,4%	-22,0%	-18,6%	-8,5%	-4,7%	-9,8%
3.1 A (1-30 kV)	-12,9%	-29,8%	-15,0%	-13,8%	-4,1%	-13,5%
3.1 A (30-36 kV)	-14,4%	-	-	-	-	-14,4%
6.1 A	-8,7%	-18,6%	-20,0%	-7,4%	-4,9%	-9,4%
6.2	-4,9%	-19,6%	-11,3%	-	-	-5,0%
6.3	-8,2%	-	-11,0%	-	-	-8,2%
6.4 (1)	-13,7%	-	-	-	-	-13,7%
Total	-6,4%	-19,3%	-11,2%	-4,9%	-3,6%	-6,8%

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 2020 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) se contraerá por encima de la media nacional. La caída del consumo asociada a la pequeña y mediana empresa y a la industria será parcialmente compensada por el incremento de la demanda de los consumidores domésticos. Adicionalmente, se estima un aumento del 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 una contracción de las potencias contratadas por periodo horarios en todos los 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 2020. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2019						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2019						
			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	29.441.205	144.169	143.349	20.764	20.820				67.077	36.444	8.855				112.377
2.0 A	20.086.324	79.394	79.394						42.465						42.465
2.0 A DHA	7.731.883	34.689	34.689						11.478	13.430					24.908
2.0 A DHS	14.827	73	73						28	23	25				76
2.1 A	516.620	6.314	6.314						4.002						4.002
2.1 A DHA	304.514	3.719	3.719						1.721	2.468					4.189
2.1 A DHS	1.097	14	14						6	5	5				16
3.0 A	785.938	19.966	19.145	20.764	20.820				7.377	20.517	8.826				36.720
Alta tensión	112.753	28.482	26.610	28.074	29.396	22.222	22.564	31.346	12.304	18.444	12.577	10.259	14.815	59.943	128.341
3.1 A (1-30 kV)	87.913	6.142	5.731	6.521	7.395				3.106	6.416	6.223				15.746
3.1 A (30-36 kV)	710	92	90	90	120				202	47	86				335
6.1 A	20.112	12.262	11.662	11.843	12.007	12.107	12.246	18.046	5.021	6.361	3.406	5.428	7.707	27.440	56.364
6.2	2.891	4.167	3.945	4.106	4.149	4.182	4.221	5.568	1.810	2.485	1.270	2.110	3.066	12.617	23.359
6.3	436	1.798	1.666	1.759	1.790	1.867	1.890	2.371	752	1.032	546	906	1.325	6.064	10.625
6.4 (1)	690	4.020	3.516	3.755	3.935	4.066	4.207	5.361	1.411	2.102	1.046	1.814	2.717	13.821	22.911
Total	29.553.957	172.651	169.958	48.838	50.216	22.222	22.564	31.346	79.381	54.888	21.433	10.259	14.815	59.943	240.718

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2020						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 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	29.326.916	142.776	141.899	19.692	20.043				62.858	37.692	7.899				108.449
2.0 A	18.092.949	68.442	68.442						36.285						36.285
2.0 A DHA	9.608.630	45.298	45.298						15.374	17.295					32.669
2.0 A DHS	30.020	135	135						57	45	43				145
2.1 A	461.615	5.570	5.570						3.003						3.003
2.1 A DHA	346.301	4.356	4.356						1.805	2.579					4.383
2.1 A DHS	1.724	19	19						9	8	6				24
3.0 A	785.676	18.955	18.078	19.692	20.043				6.325	17.765	7.850				31.940
Alta tensión	112.815	26.906	24.892	26.249	27.791	20.867	21.912	30.870	11.263	16.775	11.635	9.902	12.696	53.522	115.793
3.1 A (1-30 kV)	87.884	5.763	5.355	6.112	7.130				2.664	5.565	5.396				13.625
3.1 A (30-36 kV)	753	85	81	87	103				170	42	75				287
6.1 A	20.140	11.461	10.811	10.979	11.164	11.260	11.648	17.480	4.696	5.941	3.250	5.123	6.335	24.804	50.150
6.2	2.910	4.140	3.864	4.006	4.082	4.101	4.387	5.861	1.741	2.381	1.376	2.210	3.188	11.297	22.192
6.3	436	1.860	1.727	1.810	1.841	1.910	1.979	2.480	721	983	540	871	1.090	5.553	9.757
6.4 (1)	692	3.596	3.054	3.255	3.471	3.597	3.898	5.048	1.270	1.864	998	1.698	2.083	11.869	19.783
Total	29.439.731	169.682	166.791	45.941	47.834	20.867	21.912	30.870	74.121	54.467	19.534	9.902	12.696	53.522	224.242

% variación 2020 sobre 2019															
	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	-0,4%	-1,0%	-1,0%	-5,2%	-3,7%				-6,3%	3,4%	-10,8%				-3,5%
2.0 A	-9,9%	-13,8%	-13,8%						-14,6%						-14,6%
2.0 A DHA	24,3%	30,6%	30,6%						33,9%	28,8%					31,2%
2.0 A DHS	102,5%	85,0%	85,0%						99,7%	93,9%	76,2%				90,3%
2.1 A	-10,6%	-11,8%	-11,8%						-25,0%						-25,0%
2.1 A DHA	13,7%	17,1%	17,1%						4,9%	4,5%					4,6%
2.1 A DHS	57,2%	40,7%	40,7%						52,6%	48,6%	36,6%				46,7%
3.0 A	0,0%	-5,1%	-5,6%	-5,2%	-3,7%				-14,3%	-13,4%	-11,1%				-13,0%
Alta tensión	0,1%	-5,5%	-6,5%	-6,5%	-5,5%	-6,1%	-2,9%	-1,5%	-8,5%	-9,0%	-7,5%	-3,5%	-14,3%	-10,7%	-9,8%
3.1 A (1-30 kV)	0,0%	-6,2%	-6,6%	-6,3%	-3,6%				-14,2%	-13,3%	-13,3%				-13,5%
3.1 A (30-36 kV)	6,1%	-7,8%	-9,6%	-2,9%	-14,3%				-15,9%	-10,8%	-13,0%				-14,4%
6.1 A	0,1%	-6,5%	-7,3%	-7,3%	-7,0%	-7,0%	-4,9%	-3,1%	-6,5%	-6,6%	-4,6%	-5,6%	-17,8%	-9,6%	-9,4%
6.2	0,7%	-0,7%	-2,1%	-2,4%	-1,6%	-1,9%	3,9%	5,3%	-3,8%	-4,2%	8,4%	4,7%	4,0%	-10,5%	-5,0%
6.3	0,0%	3,5%	3,7%	2,9%	2,8%	2,3%	4,7%	4,6%	-4,1%	-4,8%	-1,1%	-3,9%	-17,7%	-8,4%	-8,2%
6.4 (1)	0,3%	-10,5%	-13,2%	-13,3%	-11,8%	-11,5%	-7,3%	-5,8%	-10,0%	-11,3%	-4,6%	-6,4%	-23,3%	-14,1%	-13,7%
Total	-0,4%	-1,7%	-1,9%	-5,9%	-4,7%	-6,1%	-2,9%	-1,5%	-6,6%	-0,8%	-8,9%	-3,5%	-14,3%	-10,7%	-6,8%

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

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

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2020						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 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		29.326.916	143.235	142.511	144.919	19.701	19.701	19.702	20.166	25.907	23.260	39.816	4.583	1.826	13.057	108.449
2.0 A	2.0 TD	18.092.949	68.467	68.441	69.263					10.842	9.129	16.315				36.285
2.0 A DHA	2.0 TD	9.608.630	45.313	45.298	45.770					8.869	7.862	15.938				32.669
2.0 A DHS	2.0 TD	30.020	135	135	136					34	31	80				145
2.1 A	2.0 TD	461.615	5.572	5.570	5.630					968	761	1.274				3.003
2.1 A DHA	2.0 TD	346.301	4.359	4.357	4.401					1.169	985	2.229				4.383
2.1 A DHS	2.0 TD	1.724	19	19	19					6	6	12				24
3.0 A	3.0 TD	785.676	19.371	18.690	19.700	19.701	19.701	19.702	20.166	4.020	4.484	3.969	4.583	1.826	13.057	31.940
Alta tensión		112.815	26.311	25.071	26.442	26.932	27.228	28.145	37.709	10.935	13.572	11.788	14.482	7.383	57.634	115.793
3.1 A (1-30 kV)	6.1 TD	87.884	5.942	5.533	6.109	6.114	6.114	6.115	7.131	1.530	1.753	1.570	1.842	754	6.176	13.625
3.1 A (30-36 kV)	6.2 TD	753	85	81	87	87	87	87	103	32	37	33	39	16	129	287
6.1 A	6.1 TD	20.140	11.179	10.811	11.171	11.334	11.412	11.672	17.085	5.183	6.240	5.495	6.678	3.333	23.220	50.150
6.2	6.2 TD	2.910	4.003	3.864	4.006	4.083	4.102	4.388	5.861	2.022	2.588	2.201	2.722	1.404	11.256	22.192
6.3	6.3 TD	436	1.818	1.727	1.813	1.844	1.915	1.985	2.480	782	1.010	906	1.139	578	5.342	9.757
6.4 (1)	6.4 TD	692	3.283	3.054	3.255	3.471	3.597	3.898	5.048	1.386	1.945	1.582	2.061	1.298	11.511	19.783
Total		29.439.731	169.546	167.582	171.361	46.634	46.929	47.846	57.876	36.842	36.832	51.604	19.064	9.209	70.691	224.242

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Por último, en el Cuadro 5 se muestran las previsiones para el ejercicio 2020 de los clientes acogidos a autoconsumo. Se indica que estas previsiones se corresponden con las proporcionadas por las empresas.

Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2020

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	17.108	170.093	79.981	20.969	11.601
2.0 A	2.975	14.894	4.198	640	1.221
2.0 A DHA	10.437	48.801	14.538	2.411	4.477
2.0 A DHS	642	3.541	537	59	260
2.1 A	264	3.194	1.277	210	158
2.1 A DHA	669	8.213	2.447	319	403
2.1 A DHS	9	96	22	0	13
3.0 A	2.112	91.354	56.962	17.330	5.069
Alta tensión	3.277	2.424.862	2.127.998	1.345.044	1.216.374
3.1 A	1.782	169.504	81.877	13.509	101.577
6.1 A	1.004	895.829	640.570	595.422	855.467
6.2	481	661.356	368.913	678.526	249.204
6.3	8	648.431	684.262	-	-
6.4	2	49.741	352.376	57.587	10.125
Total	20.385	2.594.955	2.207.979	1.366.013	1.227.975

Fuente: Empresas

4.2. Previsión 2021

En el Cuadro 6 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2021 desagregada por subsistema. Se estima que la demanda en b.c. del sistema nacional alcanzará 255.030 GWh, un 3,4% superior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2020, con aumentos en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema ceutí para el que se prevé una reducción del 1,1%.

Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2021

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2020			Previsión CNMC 2021	
	GWh	% variación respecto 2019	% variación respecto últimos doce meses	GWh	% variación 21 sobre 20
Peninsular	233.333	-6,4%	-1,7%	240.699	3,2%
No peninsular	13.215	-14,2%	-2,2%	14.332	8,5%
Baleares	4.934	-19,3%	-0,9%	5.486	11,2%
Canarias	7.882	-11,2%	-3,0%	8.445	7,1%
Ceuta	196	-4,9%	-3,1%	194	-1,1%
Melilla	203	-3,6%	-2,8%	207	1,7%
Total Nacional	246.548	-6,8%	-1,7%	255.030	3,4%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 7 se muestra la previsión para 2021 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 2021 para el sistema nacional.

En 2021 se espera una recuperación de, aproximadamente, la mitad de la demanda perdida durante el ejercicio 2020 como consecuencia de la crisis sanitaria, en línea con las previsiones del Operador del Sistema y de las empresas, así como con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes.

En contraposición a la previsión de cierre del ejercicio 2020, se estima que en 2021 la demanda asociada al consumo de la pequeña y mediana empresa y la industria aumentará por encima de la media en todos los subsistemas, mientras que la demanda asociada al consumo doméstico regresará a los niveles previos a la crisis sanitaria.

Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para 2021 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Previsión de cierre 2020 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	100.169	3.405	4.628	118	129	108.449
2.0 A	34.192	639	1.316	63	75	36.285
2.0 A DHA	30.010	1.254	1.399	4	3	32.669
2.0 A DHS	104	13	29	-	0	145
2.1 A	2.719	110	163	4	7	3.003
2.1 A DHA	3.985	181	215	0	2	4.383
2.1 A DHS	17	2	5	-	-	24
3.0 A	29.143	1.207	1.501	47	42	31.940
Alta tensión	111.739	1.151	2.776	61	67	115.793
3.1 A (1-30 kV)	12.666	308	623	10	17	13.625
3.1 A (30-36 kV)	287	-	-	-	-	287
6.1 A	47.259	744	2.046	51	49	50.150
6.2	21.987	99	106	-	-	22.192
6.3	9.757	-	0	-	-	9.757
6.4 (1)	19.782	-	0	-	-	19.783
Total	211.908	4.556	7.403	179	195	224.242
	Previsión 2021 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	100.863	3.793	4.874	114	131	109.776
2.0 A	29.219	538	1.120	60	73	31.010
2.0 A DHA	34.511	1.630	1.679	3	3	37.826
2.0 A DHS	135	39	58	-	0	231
2.1 A	2.311	77	114	4	6	2.513
2.1 A DHA	4.184	181	237	0	1	4.604
2.1 A DHS	18	5	15	-	-	39
3.0 A	30.484	1.323	1.652	47	46	33.553
Alta tensión	117.734	1.273	3.059	63	68	122.196
3.1 A (1-30 kV)	13.315	341	687	10	18	14.370
3.1 A (30-36 kV)	298	-	-	-	-	298
6.1 A	49.679	822	2.255	53	50	52.859
6.2	22.840	110	116	-	-	23.065
6.3	10.273	-	0	-	-	10.273
6.4 (1)	21.330	-	0	-	-	21.330
Total	218.597	5.066	7.933	177	199	231.971
	% variación 2021 sobre 2020					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	0,7%	11,4%	5,3%	-3,3%	1,8%	1,2%
2.0 A	-14,5%	-15,8%	-14,9%	-5,5%	-2,4%	-14,5%
2.0 A DHA	15,0%	30,0%	20,0%	-5,5%	-2,4%	15,8%
2.0 A DHS	30,0%	200,0%	100,0%	-	-2,4%	59,0%
2.1 A	-15,0%	-30,0%	-30,0%	-5,5%	-2,4%	-16,3%
2.1 A DHA	5,0%	0,0%	10,0%	-5,5%	-2,4%	5,0%
2.1 A DHS	10,0%	200,0%	200,0%	-	-	65,0%
3.0 A	4,6%	9,7%	10,0%	0,1%	10,2%	5,1%
Alta tensión	5,4%	10,6%	10,2%	3,0%	1,7%	5,5%
3.1 A (1-30 kV)	5,1%	10,6%	10,2%	3,0%	1,7%	5,5%
3.1 A (30-36 kV)	3,9%	-	-	-	-	3,9%
6.1 A	5,1%	10,6%	10,2%	3,0%	1,7%	5,4%
6.2	3,9%	10,4%	10,0%	-	-	3,9%
6.3	5,3%	-	10,0%	-	-	5,3%
6.4 (1)	7,8%	-	10,0%	-	-	7,8%
Total	3,2%	11,2%	7,1%	-1,1%	1,7%	3,4%

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro 8. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para 2021. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2020						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 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	29.326.916	142.776	141.899	19.692	20.043					62.858	37.692	7.899			108.449
2.0 A	18.092.949	68.442	68.442							36.285					36.285
2.0 A DHA	9.608.630	45.298	45.298							15.374	17.295				32.669
2.0 A DHS	30.020	135	135							57	45	43			145
2.1 A	461.615	5.570	5.570							3.003					3.003
2.1 A DHA	346.301	4.356	4.356							1.805	2.579				4.383
2.1 A DHS	1.724	19	19							9	8	6			24
3.0 A	785.676	18.955	18.078	19.692	20.043					6.325	17.765	7.850			31.940
Alta tensión	112.815	26.906	24.892	26.249	27.791	20.867	21.912	30.870	11.263	16.775	11.635	9.902	12.696	53.522	115.793
3.1 A (1-30 kV)	87.884	5.763	5.355	6.112	7.130					2.664	5.565	5.396			13.625
3.1 A (30-36 kV)	753	85	81	87	103					170	42	75			287
6.1 A	20.140	11.461	10.811	10.979	11.164	11.260	11.648	17.480	4.696	5.941	3.250	5.123	6.335	24.804	50.150
6.2	2.910	4.140	3.864	4.006	4.082	4.101	4.387	5.861	1.741	2.381	1.376	2.210	3.188	11.297	22.192
6.3	436	1.860	1.727	1.810	1.841	1.910	1.979	2.480	721	983	540	871	1.090	5.553	9.757
6.4 (1)	692	3.596	3.054	3.255	3.471	3.597	3.898	5.048	1.270	1.864	998	1.698	2.083	11.869	19.783
Total	29.439.731	169.682	166.791	45.941	47.834	20.867	21.912	30.870	74.121	54.467	19.534	9.902	12.696	53.522	224.242

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2021						Energía consumida por periodo horario (MWh). 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	29.608.072	143.564	142.653	20.461	20.825				59.979	41.477	8.320				109.776
2.0 A	18.267.736	68.466	68.466						31.010						31.010
2.0 A DHA	9.700.892	45.318	45.318						17.807	20.019					37.826
2.0 A DHS	30.281	135	135						94	73	64				231
2.1 A	466.046	5.572	5.572						2.513						2.513
2.1 A DHA	349.624	4.358	4.358						1.895	2.709					4.604
2.1 A DHS	1.740	19	19						16	14	9				39
3.0 A	791.754	19.696	18.785	20.461	20.825				6.644	18.662	8.246				33.553
Alta tensión	113.560	27.703	25.640	27.037	28.628	21.435	22.500	31.718	11.873	17.695	12.271	10.447	13.384	56.526	122.196
3.1 A (1-30 kV)	88.456	5.988	5.564	6.350	7.406				2.810	5.869	5.692				14.370
3.1 A (30-36 kV)	760	85	82	88	104				177	43	78				298
6.1 A	20.269	11.912	11.237	11.411	11.603	11.703	12.105	18.159	4.947	6.262	3.425	5.401	6.675	26.148	52.859
6.2	2.936	4.165	3.888	4.030	4.107	4.126	4.413	5.898	1.809	2.474	1.430	2.296	3.313	11.742	23.065
6.3	440	1.925	1.787	1.873	1.905	1.976	2.047	2.566	759	1.034	568	917	1.148	5.846	10.273
6.4 (1)	700	3.628	3.082	3.266	3.504	3.630	3.934	5.094	1.371	2.012	1.077	1.833	2.248	12.790	21.330
Total	29.721.633	171.268	168.293	47.498	49.453	21.435	22.500	31.718	71.852	59.172	20.590	10.447	13.384	56.526	231.971

% 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	1,0%	0,6%	0,5%	3,9%	3,9%				-4,6%	10,0%	5,3%				1,2%
2.0 A	1,0%	0,0%	0,0%						-14,5%						-14,5%
2.0 A DHA	1,0%	0,0%	0,0%						15,8%	15,7%					15,8%
2.0 A DHS	0,9%	0,1%	0,1%						65,2%	62,2%	47,6%				59,0%
2.1 A	1,0%	0,0%	0,0%						-16,3%						-16,3%
2.1 A DHA	1,0%	0,0%	0,0%						5,0%	5,0%					5,0%
2.1 A DHS	0,9%	0,1%	0,1%						72,9%	68,0%	49,4%				65,0%
3.0 A	0,8%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%				5,0%	5,1%	5,1%				5,1%
Alta tensión	0,7%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,7%	2,7%	2,7%	5,4%	5,5%	5,5%	5,5%	5,4%	5,6%	5,5%
3.1 A (1-30 kV)	0,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%				5,5%	5,5%	5,5%				5,5%
3.1 A (30-36 kV)	0,9%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%				3,9%	3,9%	3,9%				3,9%
6.1 A	0,6%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
6.2	0,9%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
6.3	0,8%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
6.4 (1)	1,1%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,8%
Total	1,0%	0,9%	0,9%	3,4%	3,4%	2,7%	2,7%	2,7%	-3,1%	8,6%	5,4%	5,5%	5,4%	5,6%	3,4%

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

En el Cuadro 9 se presentan las variables de facturación previstas para 2021 según la estructura por periodos horarios de la Circular 3/2020. En el Anexo I se presenta esta misma información desagregada por subsistema.

Cuadro 9. Previsión del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2021 según la estructura de la Circular 3/2020

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2021						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2021						
				Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión		29.608.072	144.042	143.258	145.639	20.595	20.616	20.638	21.171	26.053	23.433	39.841	4.811	1.918	13.719	109.776
2.0 A	2.0 TD	18.267.736	68.491	68.466	69.250					9.453	7.883	13.674				31.010
2.0 A DHA	2.0 TD	9.700.892	45.334	45.318	45.834					10.271	9.106	18.450				37.826
2.0 A DHS	2.0 TD	30.281	135	135	136					56	51	124				231
2.1 A	2.0 TD	466.046	5.574	5.572	5.636					811	637	1.065				2.513
2.1 A DHA	2.0 TD	349.624	4.360	4.358	4.408					1.228	1.035	2.341				4.604
2.1 A DHS	2.0 TD	1.740	19	19	19					10	10	19				39
3.0 A	3.0 TD	791.754	20.128	19.390	20.346	20.595	20.616	20.638	21.171	4.225	4.712	4.167	4.811	1.918	13.719	33.553
Alta tensión		113.560	27.178	25.925	27.292	27.811	28.124	29.071	39.038	11.513	14.275	12.428	15.265	7.804	60.910	122.196
3.1 A (1-30 kV)	6.1 TD	88.456	6.117	5.564	6.350	6.350	6.350	6.350	7.405	1.598	1.849	1.656	1.941	795	6.515	14.354
3.1 A (30-36 kV)	6.2 TD	760	86	82	88	88	88	88	104	38	34	41	17	134	298	
6.1 A	6.1 TD	20.269	11.676	11.448	11.588	11.770	11.858	12.131	17.942	5.475	6.560	5.795	7.036	3.523	24.486	52.876
6.2	6.2 TD	2.936	4.028	3.889	4.029	4.107	4.128	4.417	5.909	2.093	2.677	2.282	2.823	1.464	11.726	23.065
6.3	6.3 TD	440	1.881	1.787	1.876	1.908	1.982	2.053	2.569	823	1.062	955	1.200	611	5.622	10.273
6.4 (1)	6.4 TD	700	3.391	3.154	3.361	3.588	3.720	4.032	5.108	1.491	2.088	1.705	2.224	1.394	12.427	21.330
Total		29.721.633	171.220	169.183	172.931	48.406	48.741	49.709	60.209	37.566	37.708	52.269	20.076	9.722	74.630	231.971

Fuente: CNMC

(1) Incluye Trasmvase Tajo-Segura

Finalmente, en el Cuadro 10 se muestran las previsiones para el ejercicio 2021 de los clientes acogidos a autoconsumo, según la estructura de la Circular 3/2020. Análogamente al ejercicio 2020, estas previsiones se corresponden con las de las empresas distribuidoras.

Cuadro 10. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para 2021

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	33.982	320.938	142.667	75.168	22.433
2.0 TD	30.036	155.914	52.016	9.205	14.524
3.0 TD	3.946	165.024	90.651	65.963	7.910
Alta tensión	6.292	4.511.662	3.601.027	2.258.629	2.395.363
6.1 TD	5.350	1.959.161	1.271.054	967.781	1.904.427
6.2 TD	924	1.242.470	577.751	1.224.059	479.842
6.3 TD	15	1.248.962	1.317.977	-	-
6.4 TD	3	61.068	434.245	66.788	11.094
Total	40.274	4.832.600	3.743.694	2.333.797	2.417.797

Fuente: Empresas

5. RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN

5.1. Retribución transporte

En 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,

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. Esta Circular fue publicada en el BOE el día 19 de diciembre de 2019.

Con fecha 29 de junio de 2020, el Tribunal Supremo dictó Sentencia correspondiente al procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de 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, estimando parcialmente el objeto del recurso interpuesto por la Administración.

A la fecha de realizar esta propuesta de resolución está pendiente la aprobación definitiva de la retribución de dicha anualidad de 2016, lo que afecta, entre otras, a la aprobación de las resoluciones retributivas correspondientes a los ejercicios 2020 y 2021.

Al respecto de la anualidad de 2020, la resolución de 26 de febrero de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece provisionalmente la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2020, habiendo sido publicada en el BOE de 6 de marzo de 2020.

Análogamente, la resolución de 28 de enero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece que, hasta que surta efectos la resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se apruebe la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2021 conforme a la metodología a la que se refiere el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se deberá aplicar a las primeras liquidaciones del ejercicio 2021 la retribución aprobada en 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.

En consecuencia, la previsión de la retribución del transporte considerada en el cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2021 ascendería a 1.709.998 miles de € (véase Cuadro 11).

Cuadro 11. Retribución provisional del transporte para 2021

Nombre empresa	Retribución provisional 2021 (miles de €)
Red Eléctrica de España, S.A.	1.681.524
Unión Fenosa Distribución, S.A.	27.812
Vall De Sóller Energía, S.L.U.	662
TOTAL	1.709.998

Fuente: Orden IET/981/2016

5.2. Retribución distribución

En fecha 5 de diciembre de 2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó 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, 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. Esta Circular fue publicada en el BOE el día 19 de diciembre de 2019.

Con fecha 18 de mayo de 2020, la Sala de lo contencioso-administrativo del Tribunal Supremo dictó sentencia correspondiente al procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. Dicha sentencia establece que la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, es contraria a derecho, anulándose los valores de la Vida Residual de las empresas de distribución eléctrica de más de 100.000 clientes establecidos en el Anexo I de la misma.

A la fecha de realizar esta propuesta de resolución está pendiente la aprobación definitiva de la retribución de dicha anualidad de 2016, lo que afecta, entre otras, a la aprobación de las resoluciones retributivas correspondientes a los ejercicios 2020 y 2021.

Al respecto de la anualidad de 2020, la resolución de 26 de febrero de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2020, habiendo sido publicada en el BOE de 6 de marzo de 2020.

En la misma línea, mediante la resolución de 28 de enero de 2021, se establece que, hasta que surta efectos la resolución de la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia por la que se apruebe la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2021 conforme a la metodología a la que se refiere el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se deberá aplicar a las primeras liquidaciones del ejercicio 2021 la retribución aprobada en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016².

Conforme a lo anterior, en el Cuadro 12 se refleja la retribución de la actividad de distribución considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2021.

Cuadro 12. Retribución provisional de la distribución en el ejercicio 2021

	Retribución distribución (miles €)
Distribuidoras > 100.000 clientes	4.836.053
Distribuidoras < 100.000 clientes	391.913
TOTAL DISTRIBUCIÓN	5.227.966

Fuente: Orden IET/980/2016 y Orden TED/865/2020

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. 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 2021.

² Incluyendo el impacto de la Orden TED/865/2020, de 15 de septiembre, por la 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.

I. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de transporte en 2021

La retribución del transporte que se asigna a los peajes de transporte de los consumidores se corresponde con la retribución provisional de la resolución de 28 de enero, de la Comisión Nacional y la Competencia, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2021, minorado por la previsión de ingresos o pagos resultantes del transporte intracomunitario y de las conexiones internacionales previstos para 2021, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones.

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

La retribución provisional para el ejercicio 2021, asciende a 1.709.998 miles de euros.

Otros ingresos o pagos de transporte intracomunitarios (TSO_n)

Los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO³ y las rentas de gestión de congestión previstas para 2021 ascienden a 4.535 miles de € y 69.453 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 2019 y junio de 2020, 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 (1.377 GWh) para el ejercicio 2021, 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 2019 y julio de 2020, a los precios de la Orden TEC/1258/2019.

En consecuencia, los ingresos o pagos de transporte intracomunitario previstos para el ejercicio ascienden a 79.099 miles de € (véase Cuadro 13).

³ ETSO es el acrónimo de la Asociación de operadores de Sistemas Eléctricos Europeos en su versión inglesa (“*European Transmission System Operators*”), predecesor del actual ENTSOe

Cuadro 13. Previsión de ingresos o pagos de transporte intracomunitarios para 2021

Otros ingresos o pagos de transporte intracomunitarios (miles €)	79.099
Ingresos por exportaciones	5.111
Ingresos acuerdo ETSO	4.535
Rentas de gestión de restricciones	69.453

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.

En coherencia con la Resolución de 28 de enero de 2021, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas de transporte para 2021, se considera que, mientras esté pendiente de resolución definitiva el procedimiento de lesividad, no procede la incorporación de cantidades correspondientes a los ejercicios 2016 a 2019 derivadas de dicho procedimiento de lesividad, pues se desconoce el importe de la retribución definitiva del ejercicio 2016, con impacto en los desvíos de ejercicios posteriores. Asimismo, tampoco se ha considerado desvíos en la retribución de la actividad de transporte correspondiente a 2020, por ser el ejercicio 2021 el primer año de aplicación de la Circular 3/2020.

Y ello se indica además sin perjuicio de otros aspectos de orden competencial y sustantivo no indicados por los agentes que a tenor del derecho transitorio aplicable procede tomar en consideración.

Por otra parte, conforme al procedimiento de liquidaciones, los ingresos correspondientes a un ejercicio facturados hasta el mes de febrero del ejercicio siguiente se incorporan en las liquidaciones de dicho ejercicio, mientras que los ingresos facturados en meses posteriores se incorporan en las liquidaciones del ejercicio siguiente. En consecuencia, 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 $n-2$. No obstante, no se han considerados desvíos por este concepto al ser 2021 el primer año de aplicación de la Circular 3/2020.

En resumen, el coste de transporte a imputar en los peajes de transporte para el ejercicio 2021 asciende a 1.630.899 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 2021

Retribución de transporte a recuperar por los peajes de transporte (miles €)	1.630.899
Retribución del transporte 2021	1.709.998
± TSO	- 79.099
± 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: Orden IET/981/2016 y CNMC

II. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de distribución en 2021

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 2021, 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 2021 asciende a 5.227.966 miles de euros. Este importe se corresponde con la retribución provisional establecida en la Resolución de 28 de enero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2021.

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 2021, no se han considerado desvíos de ejercicios anteriores, ni en la retribución ni en los ingresos de peajes de distribuidores, por las razones análogas a las indicadas para la retribución considerada en los peajes de transporte.

Al respecto cabe señalar que, algunos agentes en sus alegaciones han señalado la incertidumbre generada por el retraso en la publicación de la retribución definitiva de ejercicios anteriores y su impacto en la base retributiva sobre la que se debe aplicar la metodología de la Circular 6/2019. Teniendo en cuenta lo anterior consideran necesario que los peajes que se aprueben incorporen la

revisión de la retribución de ejercicios anteriores, independientemente de que los importes recaudados no se destinen a las empresas receptoras hasta que se aprueben las retribuciones definitivas correspondientes y proponen incluir la estimación de las cantidades pendientes de cobro, aunque sea provisional, dentro de los costes de distribución y transporte que se van a recuperar con cargo a los peajes de 2021, estimados para el periodo comprendido entre 2016 y 2019 en 549.419 miles de euros por la propia CNMC en su informe INF/DE/105/2020⁴

Análogamente a lo señalado para la retribución del transporte, en coherencia con la Resolución de 28 de enero de 2021, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas de distribución para 2021, se considera que, mientras esté pendiente de resolución definitiva el procedimiento de lesividad, no procede la incorporación de cantidades correspondientes a los ejercicios 2016 a 2020 derivadas de dicho procedimiento de lesividad, pues se desconoce el importe de la retribución definitiva del ejercicio 2016, con impacto en los desvíos de ejercicios posteriores.

Y ello se indica además sin perjuicio de otros aspectos de orden competencial y sustantivo no indicados por los agentes que a tenor del derecho transitorio aplicable procede tomar en consideración.

En consecuencia, la retribución de la distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución asciende a 5.227.996 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 2021

Retribución de la distribución a recuperar por peajes de distribución (miles €)	5.227.966
+ Retribución Distribución	5.227.966
± Desvíos de ejercicios anteriores	no aplica
Revisión retribución ejercicios anteriores	no aplica
Ingresos de peajes de distribución	no aplica

Fuente: Orden IET/980/2016

6.2. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución

⁴ Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2021, disponible en el siguiente link: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3317069.pdf>

La metodología de asignación de la retribución del transporte y de la distribución a los correspondientes peajes consta de varias etapas. 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 2021.

Cuadro 16. Asignación de la retribución del transporte y la distribución de 2021 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 €)	1.630.899	496.657	606.967	2.120.986	2.003.357
% 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	Coste de distribución				Total
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	
Coste a recuperar por nivel de tensión tarifario (M€)	1.630.899	496.657	606.967	2.120.986	2.003.357	6.858.865
% de coste sobre total	100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%	



% de la retribución a recuperar a través del término de potencia	75%	75%	75%	75%	100%	82,3%
Retribución de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de potencia (miles €)	1.223.174	372.493	455.225	1.590.739	2.003.357	5.644.988
% de la retribución a recuperar a través del término de energía	25%	25%	25%	25%	0%	17,7%
Retribución de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de energía (miles €)	407.725	124.164	151.742	530.246	-	1.213.877

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 los mismos 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. Se indica que la participación de cada periodo en la punta se ha calculado con las curvas horarias del ejercicio 2019. Las curvas de carga empleadas en el cálculo serán publicadas en la web de la CNMC según se establece en el artículo 14.2.e) de la Circular 3/2020.

Conforme al punto 3 del Anexo II de la Circular 3/2020 el parámetro H toma el valor de 2.000 horas. En el cuadro siguiente se muestra la distribución por periodo de las primeras 2.000 horas de la monótona de cada nivel de tensión. Cabe señalar que a efectos de calcular la participación en punta se ha considerado 1 hora en el periodo 5 en la baja tensión (NT0).

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

La retribución a 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).

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 y los calendarios de la Circular 3/2020. Año 2021

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%	698.822	559.940	156.597	129.255	420.772
2	32,3%	33,8%	33,4%	34,8%	33,7%	647.762	537.670	151.818	129.441	412.210
3	11,3%	16,5%	13,5%	17,9%	15,8%	227.267	261.677	61.228	66.490	193.261
4	8,4%	12,4%	17,1%	6,7%	12,4%	168.198	197.252	77.844	24.771	151.062
5	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	0,2%	1.001	795	228	2.421	2.446
6	13,0%	2,1%	1,7%	5,4%	3,6%	260.306	33.406	7.511	20.115	43.423
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	2.003.357	1.590.739	455.225	372.493	1.223.174

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 deber

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 y los calendarios de la Circular 3/2020. Año 2021

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%	-	186.647	52.199	43.085	140.257
2	32,3%	33,8%	33,4%	34,8%	33,7%	-	179.223	50.606	43.147	137.403
3	11,3%	16,5%	13,5%	17,9%	15,8%	-	87.226	20.409	22.163	64.420
4	8,4%	12,4%	17,1%	6,7%	12,4%	-	65.751	25.948	8.257	50.354
5	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	0,2%	-	265	76	807	815
6	13,0%	2,1%	1,7%	5,4%	3,6%	-	11.135	2.504	6.705	14.474
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	530.246	151.742	124.164	407.725

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 NT_i , se repartirá entre los niveles NT_j , 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. En particular, 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 2019 de cada uno de los seis periodos, según el calendario la Circular 3/2020 (véase Cuadro 21).

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

En el Cuadro 22 se presentan los coeficientes $\alpha_{j,p}^i$, calculados conforme a la formulación recogida en punto 5 del Anexo I de la Circular 3/2020. Según los balances de potencia proporcionados por las empresas para la hora de máxima demanda del periodo p , el coste del periodo 1 del NT1 se debe en un 28,1% a los consumidores conectados en el mismo nivel de tensión y en un 71,9% a los consumidores conectados en baja tensión. Del mismo modo el coste del periodo 1 del nivel de tensión 2 se debe en un 16,6% a los consumidores conectados en el propio nivel de tensión, en un 23,4% a los consumidores conectados en el NT1 y en un 60,0% a los consumidores conectados en NT0 y así sucesivamente.

En el Anexo II se adjuntan los balances de potencia para la hora de máxima demanda del periodo p agregados a partir de los balances de potencia proporcionados por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes para la hora de máxima demanda de cada periodo horario indicado en el año 2019, según el calendario la Circular 3/2020.

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 inferiores según el calendario de la Circular 3/2020.

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	$\alpha^1_{1,p}$	0,281	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 según el calendario de la Circular 3/2020. Año 2021

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	698.822	647.762	227.267	168.198	1.001	260.306
NT1	NT1	157.462	202.540	104.430	77.766	310	8.263
	NT0	402.479	335.130	157.247	119.486	485	25.142
NT2	NT2	25.989	28.199	12.358	15.679	51	1.148
	NT1	36.709	46.546	19.494	24.497	69	1.573
	NT0	93.900	77.073	29.376	37.668	108	4.790
NT3	NT3	8.060	9.520	5.416	2.058	234	1.504
	NT2	6.951	7.353	4.045	1.481	165	970
	NT1	32.122	42.399	22.756	8.369	788	4.363
	NT0	82.123	70.170	34.273	12.862	1.234	13.277
NT4	NT4	38.013	31.045	15.942	12.535	323	5.421
	NT3	11.608	13.120	6.642	5.263	95	1.441
	NT2	26.247	28.776	14.657	11.323	189	2.305
	NT1	96.971	127.781	62.254	48.067	717	8.472
	NT0	247.932	211.488	93.767	73.874	1.123	25.784

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 2021 la asignación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los términos de potencia del peaje de transporte y distribución, según el calendario de la Circular.

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, según el calendario de 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	698.822	647.762	227.267	168.198	1.001	260.306	2.003.357
	NT1	402.479	335.130	157.247	119.486	485	25.142	1.039.969
	NT2	93.900	77.073	29.376	37.668	108	4.790	242.915
	NT3	82.123	70.170	34.273	12.862	1.234	13.277	213.938
	NT4	247.932	211.488	93.767	73.874	1.123	25.784	653.968
	Total	1.525.255	1.341.623	541.930	412.088	3.951	329.300	4.154.147
NT1	NT1	157.462	202.540	104.430	77.766	310	8.263	550.771
	NT2	36.709	46.546	19.494	24.497	69	1.573	128.888
	NT3	32.122	42.399	22.756	8.369	788	4.363	110.797
	NT4	96.971	127.781	62.254	48.067	717	8.472	344.261
	Total	323.263	419.266	208.933	158.699	1.885	22.671	1.134.717
NT2	NT2	25.989	28.199	12.358	15.679	51	1.148	83.423
	NT3	6.951	7.353	4.045	1.481	165	970	20.965
	NT4	26.247	28.776	14.657	11.323	189	2.305	83.496
	Total	59.187	64.327	31.060	28.482	405	4.423	187.884
NT3	NT3	8.060	9.520	5.416	2.058	234	1.504	26.792
	NT4	11.608	13.120	6.642	5.263	95	1.441	38.169
	Total	19.668	22.639	12.058	7.322	329	2.945	64.961
NT4	NT4	38.013	31.045	15.942	12.535	323	5.421	103.279
	Total	38.013	31.045	15.942	12.535	323	5.421	103.279

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.

En el Cuadro 25 se presentan los coeficientes de asignación que resultan de considerar los balances de energía por periodo horario según los calendarios de la Circular. En el Anexo II se adjuntan los balances de energía por periodo horario para ambos calendarios.

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 según el calendario Circular 3/2020.

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 según el calendario de la Circular 3/2020. Año 2021

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	NT1	65.596	64.035	34.581	25.878	110	4.229
	NT0	121.050	115.188	52.644	39.872	155	6.906
NT2	NT2	9.798	10.182	4.607	5.064	20	597
	NT1	14.897	14.438	6.263	8.216	23	724
	NT0	27.504	25.985	9.539	12.667	33	1.183
NT3	NT3	3.300	3.642	2.086	794	84	803
	NT2	2.472	2.647	1.528	472	65	485
	NT1	13.112	13.168	7.354	2.751	274	2.057
	NT0	24.201	23.690	11.196	4.240	384	3.360
NT4	NT4	13.088	14.581	6.875	6.662	91	2.324
	NT3	4.639	4.936	2.631	1.953	38	721
	NT2	9.767	10.067	5.275	3.465	76	1.168
	NT1	39.625	38.519	19.678	15.062	254	3.897
	NT0	73.138	69.301	29.962	23.212	356	6.365

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 27 se muestra, para el ejercicio 2021, 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	121.050	115.188	52.644	39.872	155	6.906	335.816
	NT2	27.504	25.985	9.539	12.667	33	1.183	76.912
	NT3	24.201	23.690	11.196	4.240	384	3.360	67.071
	NT4	73.138	69.301	29.962	23.212	356	6.365	202.333
	Total	245.894	234.164	103.341	79.992	928	17.813	682.132
NT1	NT1	65.596	64.035	34.581	25.878	110	4.229	194.430
	NT2	14.897	14.438	6.263	8.216	23	724	44.562
	NT3	13.112	13.168	7.354	2.751	274	2.057	38.716
	NT4	39.625	38.519	19.678	15.062	254	3.897	117.034
	Total	133.231	130.160	67.876	51.908	662	10.907	394.743
NT2	NT2	9.798	10.182	4.607	5.064	20	597	30.268
	NT3	2.472	2.647	1.528	472	65	485	7.669
	NT4	9.767	10.067	5.275	3.465	76	1.168	29.819
	Total	22.037	22.897	11.410	9.001	161	2.251	67.756
NT3	NT3	3.300	3.642	2.086	794	84	803	10.707
	NT4	4.639	4.936	2.631	1.953	38	721	14.917
	Total	7.939	8.577	4.716	2.747	121	1.523	25.624
NT4	NT4	13.088	14.581	6.875	6.662	91	2.324	43.621
	Total	13.088	14.581	6.875	6.662	91	2.324	43.621

Fuente: CNMC

6.3. 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 2021.

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, según el calendario de la Circular 3/2020. Año 2021

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	1.525.255	1.341.623	541.930	412.088	3.951	329.300
NT1	323.263	419.266	208.933	158.699	1.885	22.671
NT2	59.187	64.327	31.060	28.482	405	4.423
NT3	19.668	22.639	12.058	7.322	329	2.945
NT4	38.013	31.045	15.942	12.535	323	5.421

Nivel de tensión tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	143.258	144.215	144.464	144.485	144.506	146.464
NT1	17.013	17.938	18.120	18.208	18.481	25.348
NT2	3.971	4.117	4.195	4.215	4.505	6.013
NT3	1.787	1.876	1.908	1.982	2.053	2.569
NT4	3.154	3.361	3.588	3.720	4.032	5.108

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	10,6469	9,3030	3,7513	2,8521	0,0273	2,2483
NT1	19,0014	23,3733	11,5307	8,7160	0,1020	0,8944
NT2	14,9059	15,6261	7,4040	6,7571	0,0898	0,7356
NT3	11,0048	12,0659	6,3204	3,6947	0,1603	1,1463
NT4	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,0800	1,0614

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 2021. No obstante lo anterior, a efectos de eliminar discontinuidades, se han promediado los precios de los periodos 1 y 2 del NT1, NT2 y NT3 y los precios de los periodos 5 y 6 en todos los peajes.

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 2021

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	4,4500	0,0925				
3.0 TD	1,7307	1,4665	0,6491	0,5113	0,0925	0,0925
6.1 TD	6,4306	6,4306	3,4357	2,6399	0,2097	0,2097
6.2 TD	6,8036	6,8036	3,4939	2,6862	0,2371	0,2371
6.3 TD	6,7498	6,7498	3,4814	2,6559	0,3323	0,3323
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285

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	23,2486	1,0528				
3.0 TD	8,9162	7,8365	3,1022	2,3408	1,0528	1,0528
6.1 TD	14,8146	14,8146	8,0950	6,0761	0,3506	0,3506
6.2 TD	8,4689	8,4689	3,9908	3,9908	0,2219	0,2219
6.3 TD	4,7984	4,7984	2,8389	1,0387	0,3761	0,3761
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	27,6986	1,1453				
3.0 TD	10,6469	9,3030	3,7513	2,8521	1,1453	1,1453
6.1 TD	21,2452	21,2452	11,5307	8,7160	0,5603	0,5603
6.2 TD	15,2725	15,2725	7,4846	6,6769	0,4590	0,4590
6.3 TD	11,5482	11,5482	6,3204	3,6947	0,7083	0,7083
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285

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 , según el calendario de la Circular 3/2020. Año 2021

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	245.894	234.164	103.341	79.992	928	17.813
NT1	133.231	130.160	67.876	51.908	662	10.907
NT2	22.037	22.897	11.410	9.001	161	2.251
NT3	7.939	8.577	4.716	2.747	121	1.523
NT4	13.088	14.581	6.875	6.662	91	2.324

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (GWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	13.299	14.950	12.125	14.223	5.785	49.393
NT1	7.073	8.409	7.451	8.977	4.318	31.001
NT2	2.126	2.716	2.317	2.864	1.481	11.860
NT3	823	1.062	955	1.200	611	5.622
NT4	1.491	2.088	1.705	2.224	1.394	12.427

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	18,4892	15,6635	8,5232	5,6240	0,1605	0,3606
NT1	18,8372	15,4784	9,1101	5,7820	0,1532	0,3518
NT2	10,3649	8,4317	4,9253	3,1431	0,1084	0,1898
NT3	9,6469	8,0758	4,9374	2,2895	0,1989	0,2710
NT4	8,7754	6,9829	4,0312	2,9956	0,0656	0,1870

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 2021.

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 2021

Peaje T&D	Energía por periodo horario (MWh) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	9.074.337	10.237.406	7.957.344	9.412.128	3.867.590	35.673.904

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	18,489	15,663	8,523	5,624	0,340	0,340

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	167.777	160.353	67.822	52.934	1.314	12.117

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	151.833	54.283	39.787	27.632	-	-	273.536
Periodo 2	15.944	106.070	28.034	25.302	1.314	-	176.664
Periodo 3	-	-	-	-	-	12.117	12.117

Discriminación horaria de tres periodos	Previsión de consumo por periodo de la DH3 (F)
Periodo 1	21.827.787
Periodo 2	18.721.019
Periodo 3	35.673.904

Peaje T&D	Términos de energía de la DH3 (€/MWh) (E) / (F)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0 TD	0,012532	0,009437	0,000340

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 2021

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	0,003701	0,002782	0,000122			
3.0 TD	0,005499	0,004636	0,002471	0,001632	0,000122	0,000122
6.1 TD	0,005603	0,004581	0,002641	0,001678	0,000118	0,000118
6.2 TD	0,004594	0,003707	0,002277	0,001210	0,000093	0,000093
6.3 TD	0,005637	0,004647	0,002754	0,001628	0,000122	0,000122
6.4 TD	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

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	0,008831	0,006655	0,000218			
3.0 TD	0,012990	0,011028	0,006052	0,003992	0,000218	0,000218
6.1 TD	0,013235	0,010898	0,006469	0,004104	0,000210	0,000210
6.2 TD	0,005771	0,004725	0,002648	0,001933	0,000087	0,000087
6.3 TD	0,004009	0,003429	0,002183	0,000662	0,000142	0,000142
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	0,012532	0,009437	0,000340			
3.0 TD	0,018489	0,015663	0,008523	0,005624	0,000340	0,000340
6.1 TD	0,018837	0,015478	0,009110	0,005782	0,000328	0,000328
6.2 TD	0,010365	0,008432	0,004925	0,003143	0,000181	0,000181
6.3 TD	0,009647	0,008076	0,004937	0,002289	0,000264	0,000264
6.4 TD	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

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 2021

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	562.799	137.200	699.999	80,4%
Peaje D	3.011.687	325.116	3.336.803	90,3%
Total	3.574.486	462.316	4.036.802	88,5%

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	0,933	1,276
Peaje D	0,831	2,566

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	4,4500	0,0925	0,00370	0,00278	0,00012
Distribución	23,2486	1,0528	0,00883	0,00666	0,00022
Total T&D	27,6986	1,1453	0,01253	0,00944	0,00034

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	4,1511	0,0863	0,00472	0,00355	0,00016
Distribución	19,3187	0,8749	0,02266	0,01708	0,00056
Total T&D	23,4698	0,9611	0,02738	0,02062	0,00071

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, redondeados con seis decimales.

Cuadro 34. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2021

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	4,151099	0,086261				
3.0 TD	1,730663	1,466482	0,649068	0,511293	0,092472	0,092472
6.1 TD	6,430587	6,430587	3,435705	2,639911	0,209656	0,209656
6.2 TD	6,803568	6,803568	3,493855	2,686179	0,237073	0,237073
6.3 TD	6,749826	6,749826	3,481422	2,655945	0,332279	0,332279
6.4 TD	12,051156	9,236539	4,442575	3,369751	0,628452	0,628452

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	19,318734	0,874869				
3.0 TD	8,916213	7,836474	3,102247	2,340821	1,052836	1,052836
6.1 TD	14,814605	14,814605	8,095043	6,076137	0,350603	0,350603
6.2 TD	8,468921	8,468921	3,990752	3,990752	0,221930	0,221930
6.3 TD	4,798406	4,798406	2,838940	1,038738	0,376059	0,376059
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	23,469833	0,961130				
3.0 TD	10,646876	9,302956	3,751315	2,852114	1,145308	1,145308
6.1 TD	21,245192	21,245192	11,530748	8,716048	0,560259	0,560259
6.2 TD	15,272489	15,272489	7,484607	6,676931	0,459003	0,459003
6.3 TD	11,548232	11,548232	6,320362	3,694683	0,708338	0,708338
6.4 TD	12,051156	9,236539	4,442575	3,369751	0,628452	0,628452

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 2021

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	0,004720	0,003548	0,000155			
3.0 TD	0,005499	0,004636	0,002471	0,001632	0,000122	0,000122
6.1 TD	0,005603	0,004581	0,002641	0,001678	0,000118	0,000118
6.2 TD	0,004594	0,003707	0,002277	0,001210	0,000093	0,000093
6.3 TD	0,005637	0,004647	0,002754	0,001628	0,000122	0,000122
6.4 TD	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

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	0,022658	0,017076	0,000559			
3.0 TD	0,012990	0,011028	0,006052	0,003992	0,000218	0,000218
6.1 TD	0,013235	0,010898	0,006469	0,004104	0,000210	0,000210
6.2 TD	0,005771	0,004725	0,002648	0,001933	0,000087	0,000087
6.3 TD	0,004009	0,003429	0,002183	0,000662	0,000142	0,000142
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	0,027378	0,020624	0,000714			
3.0 TD	0,018489	0,015664	0,008523	0,005624	0,000340	0,000340
6.1 TD	0,018838	0,015479	0,009110	0,005782	0,000328	0,000328
6.2 TD	0,010365	0,008432	0,004925	0,003143	0,000180	0,000180
6.3 TD	0,009646	0,008076	0,004937	0,002290	0,000264	0,000264
6.4 TD	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

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.

Por último, se indica que no se ha considerado la propuesta de un miembro del CCE relativa a implementar una reducción de peajes para la industria electrointensiva. Ello, en su caso, exigiría la modificación de la Circular 3/2020.

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 2021

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	65.596	64.035	34.581	25.878	110	4.229
NT2	9.798	10.182	4.607	5.064	20	597
NT3	3.300	3.642	2.086	794	84	803
NT4	13.088	14.581	6.875	6.662	91	2.324

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	13.299.340	14.949.695	12.124.734	14.223.350	5.785.120	49.393.313
NT1	7.072.758	8.409.135	7.450.615	8.977.440	4.318.179	31.001.497
NT2	2.126.101	2.715.570	2.316.678	2.863.721	1.481.272	11.859.907
NT3	822.962	1.062.104	955.247	1.199.643	610.681	5.622.033
NT4	1.491.402	2.088.164	1.705.500	2.223.991	1.394.246	12.427.042

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	0,009274	0,007615	0,004641	0,002883	0,000123	0,000123
NT2	0,004608	0,003750	0,001989	0,001768	0,000046	0,000046
NT3	0,004009	0,003429	0,002183	0,000662	0,000142	0,000142
NT4	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

Fuente: CNMC

En relación con la propuesta realizada por un miembro del CCE relativa a que los términos de energía de los peajes de aplicación a las instalaciones de consumo próximas a través de red sea de cero en el caso de que de generación y consumo que estén en una misma referencia catastral, pero conectadas en un nivel de tensión distinto de NT0, se indica que ello no es posible ya que excede el ámbito de la Resolución. Ello, en su caso, requeriría la modificación de la metodología establecida en la Circular 3/2020.

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 2021

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	1,7307	1,4665	0,6491	0,5113	0,0925	0,0925	0,0055	0,0046	0,0025	0,0016	0,0001	0,0001
Distribución	8,9162	7,8365	3,1022	2,3408	1,0528	1,0528	0,0130	0,0110	0,0061	0,0040	0,0002	0,0002
Total T&D	10,6469	9,3030	3,7513	2,8521	1,1453	1,1453	0,01849	0,01566	0,00852	0,00562	0,00034	0,00034

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	227	106	333	68,2%
Peaje D	1.215	252	1.467	82,8%
Total	1.442	358	1.800	80,1%

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	0,293	2,519
Peaje D	0,241	4,660

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	0,5072	0,4298	0,1902	0,1499	0,0271	0,0271	0,01385	0,01168	0,00622	0,00411	0,00031	0,00031
Distribución	2,1528	1,8921	0,7490	0,5652	0,2542	0,2542	0,06053	0,05139	0,02820	0,01860	0,00102	0,00102
Total T&D	2,6601	2,3219	0,9393	0,7150	0,2813	0,2813	0,07438	0,06307	0,03443	0,02271	0,00132	0,00132

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 2021

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	6,4306	6,4306	3,4357	2,6399	0,2097	0,2097	0,00560	0,00458	0,00264	0,00168	0,00012	0,00012
Distribución	14,8146	14,8146	8,0950	6,0761	0,3506	0,3506	0,01323	0,01090	0,00647	0,00410	0,00021	0,00021
Total T&D	21,2452	21,2452	11,5307	8,7160	0,5603	0,5603	0,01884	0,01548	0,00911	0,00578	0,00033	0,00033

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	2.903	323	3.226	90,0%
Peaje D	6.675	769	7.444	89,7%
Total	9.579	1.092	10.671	89,8%

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	0,222	7,997
Peaje D	0,223	7,742

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	1,4291	1,4291	0,7635	0,5867	0,0466	0,0466	0,04480	0,03663	0,02112	0,01342	0,00094	0,00094
Distribución	3,3044	3,3044	1,8056	1,3553	0,0782	0,0782	0,10246	0,08437	0,05008	0,03178	0,00163	0,00163
Total T&D	4,7334	4,7334	2,5691	1,9419	0,1248	0,1248	0,14727	0,12100	0,07120	0,04519	0,00257	0,00257

Fuente: CNMC

6.4. 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 resulta 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 2021 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.

Cuadro 39. Precio del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes resultantes de la metodología para el 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)		3,407453	3,573872	3,477902	3,624078	3,282167	3,205681

		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	0,040952	0,873773	1,000000	1,000000	1,000000	0,766444
	3	-	0,352340	0,542746	0,490071	0,547301	0,368643
	4	-	0,267883	0,410260	0,437187	0,319935	0,279621
	5	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149
	6	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149

Fuente: CNMC

En relación con los excesos de potencia un agente ha señalado en sus alegaciones la necesidad de introducir la variable de tiempo en la facturación de los excesos de potencia. Este agente interpreta que la Circular 3/2020 establece implícitamente una facturación mensual, si bien no se establece explícitamente. Adicionalmente señala que la facturación de excesos de potencia por períodos más cortos podría penalizar al cliente y propone que realizar la facturación de los excesos de potencia a final de mes.

Al respecto se indica que, tal y como se recoge en la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020, con carácter general se mantienen las condiciones de facturación de excesos de potencia vigentes. No obstante, al desvincular la facturación por potencia contratada y excesos de potencia, se ha perdido la vinculación temporal entre ambos términos. Por ello, es conveniente aclarar en la Resolución (apartado 2 del resuelve primero) que la facturación por 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 30 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.

Asimismo, 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, a

efectos de evitar la penalización que podría suponer para el consumidor la facturación de los excesos de potencias para periodos inferiores al mensual.

Por otra parte, algunos agentes han señalado el impacto sobre la factura eléctrica derivado de la actualización de los precios del término del exceso de potencia, solicitando el establecimiento de un periodo transitorio de 6 o más meses, desde la publicación de los nuevos peajes hasta su entrada en vigor que permita realizar los cálculos de las optimizaciones necesarias, así como su gestión con las empresas distribuidoras, evitando incurrir en sobrecostes.

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, se ha optado por mantener el precio del término del exceso de potencia establecido en el punto b) 3 del apartado 1.2 artículo 9 Real Decreto 1164/2001⁵ durante el ejercicio 2021. A partir del 1 de enero de 2022 se trasladará la mitad del incremento que resulta de aplicar la metodología establecida en el artículo 9.4 de la Circular 3/2020, siendo de plena aplicación a partir del 1 de enero de 2023.

En el Cuadro 40 se muestran los precios de los términos del exceso de potencia que se aplicarán durante 2021 y en el Cuadro 41, a título meramente informativo, se muestran los precios que resultarían para el ejercicio 2022 caso de considerar el escenario de asignación de la Resolución. Se indica 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.

⁵ Se indica que el valor de 234 expresado en pesetas/kW se corresponde con el valor de 1,4064 expresado en €/kW, conforme se establece en el Anexo I de la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Cuadro 40. Precio del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes de aplicación hasta el 31 de diciembre de 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)		1,406400	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400
Periodo		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040952	0,873773	1,000000	1,000000	1,000000	0,766444
	3	-	0,352340	0,542746	0,490071	0,547301	0,368643
	4	-	0,267883	0,410260	0,437187	0,319935	0,279621
	5	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149
	6	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149

Fuente: CNMC

Cuadro 41. Precio del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes que resultarían para el ejercicio 2022, supuesta la misma retribución (1)

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		2,406927	2,490136	2,442151	2,515239	2,344284	2,306041
Periodo		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040952	0,873773	1,000000	1,000000	1,000000	0,766444
	3	-	0,352340	0,542746	0,490071	0,547301	0,368643
	4	-	0,267883	0,410260	0,437187	0,319935	0,279621
	5	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149
	6	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149

Fuente: CNMC

(1) Los precios se muestran a título meramente informativo, ya que deberán ser calculados y publicados conjuntamente con los correspondientes peajes para el ejercicio 2022.

Se indica que, aunque con carácter general a los consumidores acogidos a los peajes 2.0 TD y 3.0 TD les serán facturados los excesos de potencia de acuerdo con la fórmula establecida en el artículo 9.4.b.1, se han incluido los coeficientes

para estos grupos tarifarios para contemplar la posibilidad de que estos consumidores pudieran disponer de ese tipo de punto de medida, aunque por definición no les corresponda, teniendo en cuenta que el artículo 10 del Real Decreto 1110/2007 establece que el cliente podrá optar a su costa por disponer de equipos de medida de calidad o precisión superior a los requeridos para el tipo de punto de medida en el que se encuentra clasificado.

6.5. 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 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.

A la fecha de elaboración de la Resolución está pendiente de recibirse la propuesta del grupo de trabajo de control de gestión de los factores de potencia y de los precios de facturación por energía reactiva.

La modificación del término de facturación por energía reactiva deberá necesariamente implementarse a través de la modificación de la Circular, tras ser sometida a audiencia pública.

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, se propone mantener los precios vigentes de facturación por energía reactiva y establecer un precio de 0,0 €/kVArh, con el objeto de no introducir una señal de precio a los consumidores, que podría ser necesario modificar en un plazo breve.

A propuesta de un agente, y por claridad, en el Anexo III de la Resolución se han separado los precios de aplicación a la energía reactiva inductiva y capacitiva.

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

El ejercicio 2021 es el primer año en que será de aplicación los peajes de transporte y distribución calculados conforme a la Circular 3/2020. No obstante, la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020 recoge los peajes de transporte y distribución que hubieran resultado para el ejercicio 2020 de aplicar la metodología de la Circular.

En el presente epígrafe se analizan las variaciones de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2021 respecto de los que resultan para el ejercicio 2020 recogidos en la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020.

Adicionalmente, teniendo en cuenta el impacto que la crisis sanitaria ha tenido sobre la evolución de las variables de facturación respecto de las inicialmente previstas para el ejercicio en la Memoria de la Circular 3/2020, se analizan también las variaciones de peajes respecto de los precios que hubieran resultado de considerar la demanda prevista para el cierre de 2020. Para ello se han calculado los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2020 sustituyendo en el modelo que acompaña a la Circular 3/2020, las previsiones de potencia y energía inicialmente previstas por las previstas para el cierre del ejercicio (véase epígrafe 4.1).

Las variaciones de los peajes de un ejercicio respecto del ejercicio anterior se explican por la variación de los costes 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 por de costes por nivel de tensión) y la variación de las variables de facturación (que condiciona los valores concretos de los peajes).

6.6.1. Impacto de la actualización de la retribución

La retribución del transporte considerada en cálculo de los peajes para el ejercicio 2021 es un 11,3% superior a la considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2020 según la Memoria de la Circular 3/2020, motivado porque a la fecha está pendiente la aprobación de la retribución definitiva del ejercicio 2016,

con impacto en la retribución de los ejercicios 2020 y 2021. Por su parte, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de distribución es un 1,7% inferior a la considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2020, según la Memoria de la Circular 3/2020. Cabe señalar que en el caso de la retribución de la distribución se registra una reducción porque el impacto de la lesividad se ve compensado por el aumento de la retribución como consecuencia de incremento de la actividad (véase Cuadro 42).

Cuadro 42. Retribución de las actividades de transporte y distribución consideradas en los peajes de 2020 y 2021

	2020 (A)	2021 (B)	% variación (B) sobre (A)
Retribución del transporte	1.464.740	1.630.899	11,3%
Retribución de la distribución	5.318.627	5.227.966	-1,7%
Total	6.783.367	6.858.865	1,1%

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

En caso de que en el modelo de asignación no se actualizara ninguna variable más, los peajes de transporte aumentarían homotéticamente en todos sus términos un 11,3%, mientras que los peajes de distribución se reducirían homotéticamente un 1,7%. El impacto de dichas variaciones 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 43).

Cuadro 43. Impacto de la actualización de la retribución de las actividades de transporte y distribución sobre la facturación de peajes de los ejercicios 2020 y 2021

Peaje T&D	Asignación retribución 2020 (A)			Asignación retribución 2021 (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	3.070.998	1.023.666	4.094.663	3.082.060	1.027.353	4.109.414	0,4%	0,4%	0,4%
3.0 TD	617.953	234.651	852.604	619.142	238.822	857.964	0,2%	1,8%	0,6%
6.1 TD	982.817	383.417	1.366.235	1.000.415	390.134	1.390.550	1,8%	1,8%	1,8%
6.2 TD	168.042	66.236	234.278	174.905	68.855	243.759	4,1%	4,0%	4,0%
6.3 TD	62.049	24.342	86.392	65.419	25.640	91.059	5,4%	5,3%	5,4%
6.4 TD	104.671	44.524	149.195	116.545	49.575	166.120	11,3%	11,3%	11,3%
Total	5.006.531	1.776.836	6.783.367	5.058.486	1.800.379	6.858.865	1,0%	1,3%	1,1%

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

6.6.2. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo

El perfil de consumo de los distintos grupos tarifarios tiene incidencia en la asignación del coste por periodos horarios, ya que es a partir de la agregación de las curvas de carga como se determina la participación en la punta.

Conforme al punto 2 del Anexo II de la Circular 3/2020, el primer año de aplicación de la metodología el parámetro H tomará el valor de 2.000, valor que coincide con el empleado en la determinación de los peajes del ejercicio 2020.

En el Cuadro 44 se muestra la participación de los periodos horarios en las 2.000 primeras horas de mayor demanda de cada nivel de tensión empleada en la determinación de los peajes del ejercicio 2020 y 2021. Se indica que en la determinación de los peajes del ejercicio 2020 se emplearon las curvas de carga del año 2018 y en la determinación de los peajes de la presente resolución se han empleado las curvas de carga del año 2019. Se observa que, en todos los niveles de tensión se incrementa la participación de los periodos 1, 2 y 6 en las 2.000 horas de mayor demanda, pero la participación que aumenta en mayor medida es la del periodo 6 y en mayor medida para los suministros conectados en alta tensión.

Cuadro 44. Participación de cada periodo horario en las 2.000 horas de mayor demanda de los años 2018 y 2019, empleados en la determinación de los peajes de los ejercicios 2020 y 2021

Circular 3/2020										
Nº de horas de cada periodo incluidas						% de participación de cada periodo				
Periodo Tarifario	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	670	677	646	629	646	33,5%	33,9%	32,3%	31,5%	32,3%
2	633	611	642	569	616	31,7%	30,6%	32,1%	28,5%	30,8%
3	248	385	429	447	435	12,4%	19,3%	21,5%	22,4%	21,8%
4	212	298	268	316	276	10,6%	14,9%	13,4%	15,8%	13,8%
5	17	13	6	11	4	0,9%	0,7%	0,3%	0,6%	0,2%
6	220	16	9	28	23	11,0%	0,8%	0,5%	1,4%	1,2%
TOTAL	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Propuesta Resolución										
Nº de horas de cada periodo incluidas						% de participación de cada periodo (1)				
Periodo Tarifario	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	698	704	688	694	688	34,9%	35,2%	34,4%	34,7%	34,4%
2	647	676	667	695	674	32,4%	33,8%	33,4%	34,8%	33,7%
3	227	329	269	357	316	11,4%	16,5%	13,5%	17,9%	15,8%
4	168	248	342	133	247	8,4%	12,4%	17,1%	6,7%	12,4%
5	-	1	1	13	4	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	0,2%
6	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	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

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

(1) A efectos del cálculo de la participación se considera 1 hora en el Periodo 5 del nivel de tensión 0

En el Cuadro 45 se muestra el impacto de la participación en la punta sobre la facturación peajes en caso de que se mantuvieran el resto de variables del modelo de asignación. Se observa que, como resultado de la actualización de los porcentajes de participación en la punta, la facturación de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y en transporte aumentan ligeramente mientras que los del resto de consumidores bajan o se mantienen.

Cuadro 45. Impacto en la facturación de pejes de transporte y distribución de la actualización de participación en la punta. Año 2021

Peaje T&D	Participación 2018 (A)			Participación 2019 (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	3.082.060	1.027.353	4.109.414	3.088.961	1.029.654	4.118.614	0,2%	0,2%	0,2%
3.0 TD	619.142	238.822	857.964	620.377	237.515	857.893	0,2%	-0,5%	0,0%
6.1 TD	1.000.415	390.134	1.390.550	989.930	389.668	1.379.599	-1,0%	-0,1%	-0,8%
6.2 TD	174.905	68.855	243.759	174.852	68.870	243.722	0,0%	0,0%	0,0%
6.3 TD	65.419	25.640	91.059	64.649	25.686	90.336	-1,2%	0,2%	-0,8%
6.4 TD	116.545	49.575	166.120	119.290	49.412	168.702	2,4%	-0,3%	1,6%
Total	5.058.486	1.800.379	6.858.865	5.058.059	1.800.806	6.858.865	0,0%	0,0%	0,0%

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

6.6.3. Impacto de la actualización de los balances de potencia y energía

Los balances de potencia y energía determinan la asignación de costes por nivel de tensión. En la Memoria de la Circular 3/2020 los balances corresponden al ejercicio 2018, mientras que en la determinación de los peajes del ejercicio 2021 se han utilizado balances de potencia y energía correspondientes al ejercicio 2019.

En el Cuadro 46 se muestra el impacto de la actualización de balances en el modelo de asignación sobre la facturación de peajes de transporte y distribución del ejercicio 2021, manteniendo el resto de las variables del modelo de asignación. Cabe señalar la reducción de la facturación de peajes de transporte y distribución en el peaje 6.4 TD y el aumento en los peajes 6.2 TD y 6.1 TD. La caída de la asignación del coste al peaje 6.4 TD está motivada, fundamentalmente, por el impacto de la bajada de actividad de las instalaciones **[INICIO DE CONFIDENCIAL] [FIN DE CONFIDENCIAL]**, mientras que los aumentos de los peajes 6.1 TD y 6.2 TD se corresponde, por una parte, con la evolución de la potencia y la energía registrada por estos colectivos de consumidores y, por otra parte, por la modificación por parte de una empresa de los flujos de potencia y energía respecto del año 2018. En particular, se han modificado los flujos de forma que la energía fluye desde red de tensión comprendida entre 72,5 y 145 kV (NT3) a las redes de tensión comprendida entre 30 kV y 72,5 kV y a la red de tensión comprendida entre 1 kV y 30 kV (NT1), mientras que en el ejercicio 2018 los flujos se producían en cascada. Se indica que la modificación de flujos es consistente con los flujos declarados por el resto de las empresas.

Cuadro 46. Impacto en la facturación de pejes de transporte y distribución de la actualización de los balances de potencia y energía. Año 2021

Peaje T&D	Asignación Balances 2018 (A)			Asignación Balances 2019 (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	3.060.139	1.020.046	4.080.185	2.983.694	994.565	3.978.258	-2,5%	-2,5%	-2,5%
3.0 TD	614.502	237.856	852.359	597.016	238.606	835.622	-2,8%	0,3%	-2,0%
6.1 TD	1.028.336	391.525	1.419.861	1.152.420	397.236	1.549.656	12,1%	1,5%	9,1%
6.2 TD	179.119	70.163	249.282	190.157	68.180	258.337	6,2%	-2,8%	3,6%
6.3 TD	65.419	25.640	91.059	65.836	25.690	91.526	0,6%	0,2%	0,5%
6.4 TD	116.545	49.575	166.120	102.097	43.368	145.465	-12,4%	-12,5%	-12,4%
Total	5.064.059	1.794.805	6.858.865	5.091.221	1.767.644	6.858.865	0,5%	-1,5%	0,0%

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

6.6.4. 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, manteniendo el resto de las variables de asignación. Cabe señalar que, como resultado de la actualización de las variables de facturación, únicamente se modifica la facturación de los consumidores conectados en la red de baja tensión, aunque la asignación de la retribución por nivel de tensión no ha variado. Ello es debido a que la determinación de los precios de los consumidores conectados en baja tensión depende de las variables de facturación. Se observa que, como resultado de la modificación de las variables de facturación, la facturación de acceso de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW aumenta, mientras que la de los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW disminuye.

Por otra parte, cabe señalar que el precio medio del peaje de acceso aumenta para de todos los grupos tarifarios, motivado por la contracción de la demanda respecto de la prevista para el ejercicio 2020.

Cuadro 47. Impacto en la facturación de pejes de transporte y distribución de la actualización de las variables de facturación. Año 2021

Asignación variables facturación 2020 (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	122.361	75.722	3.060.139	1.020.046	4.080.185	40,41	13,47	53,88
3.0 TD	20.651	37.398	614.502	237.856	852.359	16,43	6,36	22,79
6.1 TD	18.172	70.187	1.028.336	391.525	1.419.861	14,65	5,58	20,23
6.2 TD	4.737	24.723	179.119	70.163	249.282	7,24	2,84	10,08
6.3 TD	1.916	10.561	65.419	25.640	91.059	6,19	2,43	8,62
6.4 TD	3.146	23.945	116.545	49.575	166.120	4,87	2,07	6,94
Total	170.984	242.536	5.064.059	1.794.805	6.858.865	20,88	7,40	28,28

Asignación variables facturación 2021 (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	123.912	76.223	3.088.629	1.029.543	4.118.172	40,52	13,51	54,03
3.0 TD	20.122	33.553	594.524	219.847	814.371	17,72	6,55	24,27
6.1 TD	17.793	67.230	1.028.336	391.525	1.419.861	15,30	5,82	21,12
6.2 TD	4.115	23.363	179.119	70.163	249.282	7,67	3,00	10,67
6.3 TD	1.880	10.273	65.419	25.640	91.059	6,37	2,50	8,86
6.4 TD	3.390	21.330	116.545	49.575	166.120	5,46	2,32	7,79
Total	171.213	231.971	5.072.572	1.786.293	6.858.865	21,87	7,70	29,57

% 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	1,3%	0,7%	0,9%	0,9%	0,9%	0,3%	0,3%	0,3%
3.0 TD	-2,6%	-10,3%	-3,3%	-7,6%	-4,5%	7,8%	3,0%	6,5%
6.1 TD	-2,1%	-4,2%	0,0%	0,0%	0,0%	4,4%	4,4%	4,4%
6.2 TD	-13,1%	-5,5%	0,0%	0,0%	0,0%	5,8%	5,8%	5,8%
6.3 TD	-1,9%	-2,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,8%	2,8%	2,8%
6.4 TD	7,8%	-10,9%	0,0%	0,0%	0,0%	12,3%	12,3%	12,3%
Total	0,1%	-4,4%	0,2%	-0,5%	0,0%	4,7%	4,1%	4,6%

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

6.6.5. Impacto conjunto

En el Cuadro 48, Cuadro 49 y en el Cuadro 50 se comparan los peajes que resultan para el ejercicio 2021 con los peajes del ejercicio 2020 según la Memoria de la Circular 3/2020. Cabe señalar que, con carácter general, los términos de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución aumentan en los periodos 1, 2, 5 y 6 y disminuyen en los periodos 3 y 4 con respecto de los del ejercicio 2020, siendo los incrementos más relevantes en los periodos 5 y 6,

motivado principalmente por el aumento de la participación del periodo 6 en las horas de mayor demanda.

Por otra parte, en el Cuadro 51 se compara la previsión de consumo inicial para el ejercicio 2020, así como la facturación de peajes de transporte y distribución y la facturación media de la Memoria de la Circular 3/2020 con la previsión de consumo, facturación y facturación media que resultan para el ejercicio 2021. Se observa que, en términos medios, si bien la facturación de peajes de acceso aumenta un 1,1% respecto del ejercicio 2020, la facturación media aumenta un 5,7%, motivado por fundamentalmente por la evolución de la potencia y de la demanda.

Por grupo tarifario, se observa que, la facturación de acceso de los suministros conectados en baja tensión y los consumidores conectados en redes de tensión superior a 145 kV (peajes 2.0 TD 3.0 TD y 6.4 TD) se reduce respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio, aumentando la facturación de acceso del resto de consumidores (peajes 6.1 TD, 6.2 TD y 6.3 TD) respecto a la del ejercicio 2020. No obstante, la facturación media de acceso aumenta en todos los grupos tarifarios respecto del ejercicio 2020, motivado, fundamentalmente, por la contracción tanto de la potencia como de la demanda de este colectivo de consumidores, respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio, con la excepción del peaje 2.0 TD.

Cuadro 48. Comparación de los peajes de transporte para 2020 del escenario de previsión de la Circular 3/2020 y para 2021

Peaje de transporte . Previsión inicial 2020 (A)						
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	3,9473	0,0243				
3.0 TD	1,4673	1,3430	0,9139	0,5731	0,0266	0,0266
6.1 TD	4,4627	4,1976	3,5093	2,1578	0,0844	0,0844
6.2 TD	5,1803	4,6762	3,5693	2,1248	0,0974	0,0974
6.3 TD	5,3687	5,1268	4,5092	2,4877	0,1145	0,1145
6.4 TD	11,4700	11,4700	5,5875	4,2738	0,2343	0,2343

Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)						
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
0,004651	0,003240	0,000051				
0,004526	0,003541	0,002927	0,001594	0,000056	0,000037	
0,004516	0,003534	0,002612	0,001435	0,000051	0,000034	
0,004098	0,003045	0,002361	0,001279	0,000042	0,000027	
0,004681	0,003584	0,002871	0,001570	0,000052	0,000038	
0,007249	0,005554	0,004787	0,002630	0,000085	0,000051	

Peaje de transporte . Previsión inicial 2021 (B)						
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	4,1511	0,0863				
3.0 TD	1,7307	1,4665	0,6491	0,5113	0,0925	0,0925
6.1 TD	6,4306	6,4306	3,4357	2,6399	0,2097	0,2097
6.2 TD	6,8036	6,8036	3,4939	2,6862	0,2371	0,2371
6.3 TD	6,7498	6,7498	3,4814	2,6559	0,3323	0,3323
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285

Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)						
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
0,004720	0,003548	0,000155				
0,005499	0,004636	0,002471	0,001632	0,000122	0,000122	
0,005603	0,004581	0,002641	0,001678	0,000118	0,000118	
0,004594	0,003707	0,002277	0,001210	0,000093	0,000093	
0,005637	0,004647	0,002754	0,001628	0,000122	0,000122	
0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175	

% variación (B) sobre (A)						
Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	5%	255%				
3.0 TD	18%	9%	-29%	-11%	248%	248%
6.1 TD	44%	53%	-2%	22%	148%	148%
6.2 TD	31%	45%	-2%	26%	143%	143%
6.3 TD	26%	32%	-23%	7%	190%	190%
6.4 TD	5%	-19%	-20%	-21%	168%	168%

Variación del término de energía del peaje de transporte						
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
2%	10%	203%				
22%	31%	-16%	2%	117%	232%	
24%	30%	1%	17%	132%	241%	
12%	22%	-4%	-5%	121%	245%	
20%	30%	-4%	4%	135%	220%	
21%	26%	-16%	14%	106%	240%	

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

Cuadro 49. Comparación de los peajes de distribución para 2020 del escenario de previsión de la Circular 3/2020 y para 2021

Peajes de distribución. Previsión inicial 2020 (A)

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	20,3676	0,7587				
3.0 TD	8,7246	8,0657	3,8710	3,0754	0,9184	0,9184
6.1 TD	12,0155	11,3361	9,1291	6,6003	0,2609	0,2609
6.2 TD	6,2641	6,1719	4,3330	2,7781	0,1001	0,1001
6.3 TD	4,1845	4,0711	3,7243	2,3886	0,1420	0,1420
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
0,024775	0,017310	0,000209			
0,012593	0,009605	0,007514	0,004781	0,000454	0,000077
0,012564	0,009630	0,006819	0,004442	0,000429	0,000074
0,005175	0,003964	0,003155	0,001774	0,000107	0,000023
0,003822	0,002794	0,002534	0,001558	0,000124	0,000040
-	-	-	-	-	-

Peajes de distribución. Previsión inicial 2021 (B)

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	19,3187	0,8749				
3.0 TD	8,9162	7,8365	3,1022	2,3408	1,0528	1,0528
6.1 TD	14,8146	14,8146	8,0950	6,0761	0,3506	0,3506
6.2 TD	8,4689	8,4689	3,9908	3,9908	0,2219	0,2219
6.3 TD	4,7984	4,7984	2,8389	1,0387	0,3761	0,3761
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
0,022658	0,017076	0,000559			
0,012990	0,011028	0,006052	0,003992	0,000218	0,000218
0,013235	0,010898	0,006469	0,004104	0,000210	0,000210
0,005771	0,004725	0,002648	0,001933	0,000087	0,000087
0,004009	0,003429	0,002183	0,000662	0,000142	0,000142
-	-	-	-	-	-

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-5%	15%				
3.0 TD	2%	-3%	-20%	-24%	15%	15%
6.1 TD	23%	31%	-11%	-8%	34%	34%
6.2 TD	35%	37%	-8%	44%	122%	122%
6.3 TD	15%	18%	-24%	-57%	165%	165%
6.4 TD						

Variación del término de energía del peaje de distribución					
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
-9%	-1%	168%			
3%	15%	-19%	-17%	-52%	183%
5%	13%	-5%	-8%	-51%	184%
12%	19%	-16%	9%	-18%	280%
5%	23%	-14%	-58%	15%	259%

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

Cuadro 50. Comparación de los peajes de transporte y distribución para 2020 del escenario de previsión de la Circular 3/2020 y para 2021

Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 2020 (A)

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	24,3149	0,7830				
3.0 TD	10,1919	9,4086	4,7849	3,6485	0,9450	0,9450
6.1 TD	16,4781	15,5337	12,6384	8,7581	0,3453	0,3453
6.2 TD	11,4445	10,8480	7,9023	4,9029	0,1975	0,1975
6.3 TD	9,5532	9,1979	8,2335	4,8763	0,2565	0,2565
6.4 TD	11,4700	11,4700	5,5875	4,2738	0,2343	0,2343

Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
0,029425	0,020549	0,000260			
0,017119	0,013146	0,010441	0,006376	0,000510	0,000114
0,017080	0,013164	0,009432	0,005878	0,000480	0,000108
0,009273	0,007009	0,005516	0,003053	0,000149	0,000050
0,008503	0,006378	0,005405	0,003128	0,000176	0,000078
0,007249	0,005554	0,004787	0,002630	0,000085	0,000051

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

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	23,4698	0,9611				
3.0 TD	10,6469	9,3030	3,7513	2,8521	1,1453	1,1453
6.1 TD	21,2452	21,2452	11,5307	8,7160	0,5603	0,5603
6.2 TD	15,2725	15,2725	7,4846	6,6769	0,4590	0,4590
6.3 TD	11,5482	11,5482	6,3204	3,6947	0,7083	0,7083
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285

Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
0,027379	0,020624	0,000714			
0,018489	0,015663	0,008523	0,005624	0,000340	0,000340
0,018837	0,015478	0,009110	0,005782	0,000328	0,000328
0,010365	0,008432	0,004925	0,003143	0,000181	0,000181
0,009647	0,008076	0,004937	0,002289	0,000264	0,000264
0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte y distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-3%	23%				
3.0 TD	4%	-1%	-22%	-22%	21%	21%
6.1 TD	29%	37%	-9%	0%	62%	62%
6.2 TD	33%	41%	-5%	36%	132%	132%
6.3 TD	21%	26%	-23%	-24%	176%	176%
6.4 TD	5%	-19%	-20%	-21%	168%	168%

Variación del término de energía del peaje de transporte y distribución					
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
-7%	0%	174%			
8%	19%	-18%	-12%	-33%	199%
10%	18%	-3%	-2%	-32%	202%
12%	20%	-11%	3%	21%	261%
13%	27%	-9%	-27%	50%	240%
21%	26%	-16%	14%	106%	240%

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

Cuadro 51. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio de los ejercicios 2020 y 2021

Previsión inicial 2020 (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	122.361	75.722	4.094.663	54,07
3.0 TD	20.651	37.398	852.604	22,80
6.1 TD	18.167	70.187	1.366.235	19,47
6.2 TD	4.735	24.723	234.278	9,48
6.3 TD	1.917	10.561	86.392	8,18
6.4 TD	3.146	23.945	149.195	6,23
Total	170.976	242.536	6.783.367	27,97

Previsión inicial 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	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

% variación (B) sobre (A)				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	1,3%	0,7%	-1,4%	-2,1%
3.0 TD	-2,7%	-10,3%	-6,2%	4,5%
6.1 TD	-2,2%	-4,2%	11,9%	16,9%
6.2 TD	-13,0%	-5,5%	9,1%	15,5%
6.3 TD	-1,8%	-2,7%	4,9%	7,8%
6.4 TD	8,1%	-10,9%	-1,5%	10,5%
Total	0,1%	-4,4%	1,1%	5,7%

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

A efectos de comprender mejor las variaciones de los peajes respecto del ejercicio 2020, 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 2020 respecto de la previsión inicial de la Circular 3/2020 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 2020 y el escenario previsto para el cierre del mismo ejercicio.

Se observa que, como resultado de actualizar las variables de acceso, los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2020 aumentan en todos los periodos horarios, con la excepción de los términos de potencia de los peajes 2.0TD (periodo 2), 3.0 TD (periodos 2 al 6) y 6.4 TD y los términos de energía de los periodos 1 y 3 de los peajes 2.0 TD y 3.0 TD (periodo 1) y el periodo 5 de los peajes de alta tensión (peajes 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4).

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 incrementados, motivado por la contracción de las potencias y los consumos.

Cuadro 52. Peajes de transporte para 2020 del escenario de previsión de la Circular 3/2020 y según la previsión de cierre de 2020

Peaje de transporte . Previsión inicial 2020 (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	3,9473	0,0243					0,004651	0,003240	0,000051			
3.0 TD	1,4673	1,3430	0,9139	0,5731	0,0266	0,0266	0,004526	0,003541	0,002927	0,001594	0,000056	0,000037
6.1 TD	4,4627	4,1976	3,5093	2,1578	0,0844	0,0844	0,004516	0,003534	0,002612	0,001435	0,000051	0,000034
6.2 TD	5,1803	4,6762	3,5693	2,1248	0,0974	0,0974	0,004098	0,003045	0,002361	0,001279	0,000042	0,000027
6.3 TD	5,3687	5,1268	4,5092	2,4877	0,1145	0,1145	0,004681	0,003584	0,002871	0,001570	0,000052	0,000038
6.4 TD	11,4700	11,4700	5,5875	4,2738	0,2343	0,2343	0,007249	0,005554	0,004787	0,002630	0,000085	0,000051

Peaje de transporte . Previsión final 2020 (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	3,9757	0,0242					0,004662	0,003302	0,000051			
3.0 TD	1,4724	1,3382	0,9106	0,5711	0,0263	0,0263	0,004522	0,003760	0,003166	0,001673	0,000059	0,000038
6.1 TD	4,8901	4,3969	3,6729	2,2594	0,0873	0,0873	0,004943	0,003913	0,003094	0,001636	0,000050	0,000037
6.2 TD	6,0243	5,4435	4,0995	2,4560	0,1063	0,1063	0,004486	0,003379	0,002795	0,001449	0,000041	0,000029
6.3 TD	5,7014	5,4569	4,7555	2,5591	0,1158	0,1158	0,004995	0,003922	0,003336	0,001748	0,000050	0,000041
6.4 TD	11,0314	11,0314	5,2708	4,1282	0,2156	0,2156	0,009133	0,006798	0,006760	0,003468	0,000081	0,000061

% 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	0,7%	-0,1%					0,2%	1,9%	-0,1%			
3.0 TD	0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-1,0%	-1,0%	-0,1%	6,2%	8,2%	4,9%	5,1%	3,7%
6.1 TD	9,6%	4,7%	4,7%	4,7%	3,4%	3,4%	9,5%	10,7%	18,4%	14,0%	-1,7%	8,5%
6.2 TD	16,3%	16,4%	14,9%	15,6%	9,2%	9,2%	9,5%	11,0%	18,4%	13,3%	-2,9%	9,0%
6.3 TD	6,2%	6,4%	5,5%	2,9%	1,1%	1,1%	6,7%	9,4%	16,2%	11,3%	-3,5%	7,5%
6.4 TD	-3,8%	-3,8%	-5,7%	-3,4%	-8,0%	-8,0%	26,0%	22,4%	41,2%	31,8%	-4,6%	18,4%

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

Cuadro 53. Peajes de distribución para 2020 del escenario de previsión de la Circular 3/2020 y de la previsión de cierre de 2020

Peajes de distribución. Previsión inicial 2020 (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	20,3676	0,7587					0,024775	0,017310	0,000209			
3.0 TD	8,7246	8,0657	3,8710	3,0754	0,9184	0,9184	0,012593	0,009605	0,007514	0,004781	0,000454	0,000077
6.1 TD	12,0155	11,3361	9,1291	6,6003	0,2609	0,2609	0,012564	0,009630	0,006819	0,004442	0,000429	0,000074
6.2 TD	6,2641	6,1719	4,3330	2,7781	0,1001	0,1001	0,005175	0,003964	0,003155	0,001774	0,000107	0,000023
6.3 TD	4,1845	4,0711	3,7243	2,3886	0,1420	0,1420	0,003822	0,002794	0,002534	0,001558	0,000124	0,000040
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Peajes de distribución. Previsión final 2020 (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	20,4298	0,7545					0,024737	0,017571	0,000208			
3.0 TD	8,7552	8,0370	3,8572	3,0644	0,9094	0,9094	0,012580	0,010198	0,008128	0,005017	0,000478	0,000080
6.1 TD	13,1664	11,8745	9,5546	6,9110	0,2699	0,2699	0,013754	0,010663	0,008076	0,005065	0,000422	0,000080
6.2 TD	7,2847	7,1846	4,9766	3,2111	0,1093	0,1093	0,005865	0,004400	0,003734	0,002010	0,000104	0,000025
6.3 TD	4,4439	4,3332	3,9277	2,4572	0,1436	0,1436	0,004077	0,003057	0,002945	0,001734	0,000120	0,000043
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	0,3%	-0,6%					-0,2%	1,5%	-0,5%			
3.0 TD	0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-1,0%	-1,0%	-0,1%	6,2%	8,2%	4,9%	5,1%	3,7%
6.1 TD	9,6%	4,7%	4,7%	4,7%	3,4%	3,4%	9,5%	10,7%	18,4%	14,0%	-1,7%	8,5%
6.2 TD	16,3%	16,4%	14,9%	15,6%	9,2%	9,2%	9,5%	11,0%	18,4%	13,3%	-2,9%	9,0%
6.3 TD	6,2%	6,4%	5,5%	2,9%	1,1%	1,1%	6,7%	9,4%	16,2%	11,3%	-3,5%	7,5%
6.4 TD												

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

Cuadro 54. Peajes de transporte y distribución para 2020 del escenario de previsión de la Circular 3/2020 y de la previsión de cierre de 2020

Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 2020 (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	24,3149	0,7830					0,029425	0,020549	0,000260			
3.0 TD	10,1919	9,4086	4,7849	3,6485	0,9450	0,9450	0,017119	0,013146	0,010441	0,006376	0,000510	0,000114
6.1 TD	16,4781	15,5337	12,6384	8,7581	0,3453	0,3453	0,017080	0,013164	0,009432	0,005878	0,000480	0,000108
6.2 TD	11,4445	10,8480	7,9023	4,9029	0,1975	0,1975	0,009273	0,007009	0,005516	0,003053	0,000149	0,000050
6.3 TD	9,5532	9,1979	8,2335	4,8763	0,2565	0,2565	0,008503	0,006378	0,005405	0,003128	0,000176	0,000078
6.4 TD	11,4700	11,4700	5,5875	4,2738	0,2343	0,2343	0,007249	0,005554	0,004787	0,002630	0,000085	0,000051

Peaje de transporte y distribución. Previsión final 2020 (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	24,4055	0,7787					0,029399	0,020873	0,000259	-	-	-
3.0 TD	10,2276	9,3752	4,7678	3,6355	0,9357	0,9357	0,017102	0,013957	0,011293	0,006690	0,000537	0,000118
6.1 TD	18,0565	16,2715	13,2274	9,1704	0,3572	0,3572	0,018697	0,014576	0,011170	0,006701	0,000471	0,000118
6.2 TD	13,3090	12,6280	9,0760	5,6671	0,2157	0,2157	0,010150	0,007780	0,006529	0,003459	0,000145	0,000055
6.3 TD	10,1453	9,7901	8,6832	5,0164	0,2593	0,2593	0,009072	0,006979	0,006281	0,003482	0,000170	0,000083
6.4 TD	11,0314	11,0314	5,2708	4,1282	0,2156	0,2156	0,009133	0,006798	0,006760	0,003468	0,000081	0,000061

% 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	0,4%	-0,5%					-0,1%	1,6%	-0,5%			
3.0 TD	0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-1,0%	-1,0%	-0,1%	6,2%	8,2%	4,9%	5,1%	3,7%
6.1 TD	9,6%	4,7%	4,7%	4,7%	3,4%	3,4%	9,5%	10,7%	18,4%	14,0%	-1,7%	8,5%
6.2 TD	16,3%	16,4%	14,9%	15,6%	9,2%	9,2%	9,5%	11,0%	18,4%	13,3%	-2,9%	9,0%
6.3 TD	6,2%	6,4%	5,5%	2,9%	1,1%	1,1%	6,7%	9,4%	16,2%	11,3%	-3,5%	7,5%
6.4 TD	-3,8%	-3,8%	-5,7%	-3,4%	-8,0%	-8,0%	26,0%	22,4%	41,2%	31,8%	-4,6%	18,4%

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

Cuadro 55. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio del ejercicio 2020 del escenario de previsión de la Circular 3/2020 y según la previsión de cierre

Previsión inicial 2020 (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	122.361	75.722	4.094.663	54,07
3.0 TD	20.651	37.398	852.604	22,80
6.1 TD	18.167	70.187	1.366.235	19,47
6.2 TD	4.735	24.723	234.278	9,48
6.3 TD	1.917	10.561	86.392	8,18
6.4 TD	3.146	23.945	149.195	6,23
Total	170.976	242.536	6.783.367	27,97

Previsión final 2020 (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	123.864	76.509	4.159.233	54,36
3.0 TD	19.369	31.940	788.035	24,67
6.1 TD	17.110	63.775	1.366.235	21,42
6.2 TD	4.087	22.479	234.278	10,42
6.3 TD	1.817	9.757	86.392	8,85
6.4 TD	3.282	19.783	149.195	7,54
Total	169.530	224.242	6.783.367	30,25

% variación (B) sobre (A)				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	1,2%	1,0%	1,6%	0,5%
3.0 TD	-6,2%	-14,6%	-7,6%	8,2%
6.1 TD	-5,8%	-9,1%	0,0%	10,1%
6.2 TD	-13,7%	-9,1%	0,0%	10,0%
6.3 TD	-5,2%	-7,6%	0,0%	8,2%
6.4 TD	4,3%	-17,4%	0,0%	21,0%
Total	-0,8%	-7,5%	0,0%	8,2%

Fuente: CNMC, Memoria de la Circular 3/2020 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 2020 con los peajes que resultan para 2021. Cabe señalar que las variaciones de los términos de potencia y energía por periodo horario son, con carácter general, más moderadas que las que se registran respecto de la previsión inicial, si bien se mantienen aumentos relevantes en los términos de potencia y energía de los periodos 5 y 6, con la excepción del periodo 5 de los peajes 3.0 TD y 6.1 TD.

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 2020 y para 2021. Cabe señalar que, en coherencia con las variaciones de precios, las variaciones de la facturación media resultan más moderadas que las que resultan de considerar la previsión inicial para el ejercicio 2020.

Cuadro 56. Peajes de transporte resultantes para 2020 con la previsión de cierre de 2020 y para 2021

Peaje de transporte . Previsión final 2020 (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	3,9757	0,0242					0,004662	0,003302	0,000051			
3.0 TD	1,4724	1,3382	0,9106	0,5711	0,0263	0,0263	0,004522	0,003760	0,003166	0,001673	0,000059	0,000038
6.1 TD	4,8901	4,3969	3,6729	2,2594	0,0873	0,0873	0,004943	0,003913	0,003094	0,001636	0,000050	0,000037
6.2 TD	6,0243	5,4435	4,0995	2,4560	0,1063	0,1063	0,004486	0,003379	0,002795	0,001449	0,000041	0,000029
6.3 TD	5,7014	5,4569	4,7555	2,5591	0,1158	0,1158	0,004995	0,003922	0,003336	0,001748	0,000050	0,000041
6.4 TD	11,0314	11,0314	5,2708	4,1282	0,2156	0,2156	0,009133	0,006798	0,006760	0,003468	0,000081	0,000061

Peaje de transporte . Previsión inicial 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	4,1511	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

% 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	4%	256%					1%	7%	203%			
3.0 TD	18%	10%	-29%	-10%	251%	251%	22%	23%	-22%	-2%	107%	221%
6.1 TD	32%	46%	-6%	17%	140%	140%	13%	17%	-15%	3%	136%	215%
6.2 TD	13%	25%	-15%	9%	123%	123%	2%	10%	-19%	-16%	127%	216%
6.3 TD	18%	24%	-27%	4%	187%	187%	13%	18%	-17%	-7%	143%	198%
6.4 TD	9%	-16%	-16%	-18%	191%	191%	-4%	3%	-40%	-14%	116%	187%

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

Cuadro 57. Peajes de distribución resultantes para 2020 con la previsión de cierre de 2020 y para 2021

Peajes de distribución. Previsión final 2020 (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	20,4298	0,7545					0,024737	0,017571	0,000208			
3.0 TD	8,7552	8,0370	3,8572	3,0644	0,9094	0,9094	0,012580	0,010198	0,008128	0,005017	0,000478	0,000080
6.1 TD	13,1664	11,8745	9,5546	6,9110	0,2699	0,2699	0,013754	0,010663	0,008076	0,005065	0,000422	0,000080
6.2 TD	7,2847	7,1846	4,9766	3,2111	0,1093	0,1093	0,005665	0,004400	0,003734	0,002010	0,000104	0,000025
6.3 TD	4,4439	4,3332	3,9277	2,4572	0,1436	0,1436	0,004077	0,003057	0,002945	0,001734	0,000120	0,000043
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Peajes de distribución. Previsión inicial 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	19,3187	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

% 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	-5%	16%					-8%	-3%	169%			
3.0 TD	2%	-2%	-20%	-24%	16%	16%	3%	8%	-26%	-20%	-54%	173%
6.1 TD	13%	25%	-15%	-12%	30%	30%	-4%	2%	-20%	-19%	-50%	162%
6.2 TD	16%	18%	-20%	24%	103%	103%	2%	7%	-29%	-4%	-16%	249%
6.3 TD	8%	11%	-28%	-58%	162%	162%	-2%	12%	-26%	-62%	19%	234%
6.4 TD												

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

Cuadro 58. Peajes de transporte y distribución resultantes para 2020 con la previsión de cierre de 2020 y para 2021

Peaje de transporte y distribución. Previsión final 2020 (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	24,4055	0,7787					0,029399	0,020873	0,000259			
3.0 TD	10,2276	9,3752	4,7678	3,6355	0,9357	0,9357	0,017102	0,013957	0,011293	0,006690	0,000537	0,000118
6.1 TD	18,0565	16,2715	13,2274	9,1704	0,3572	0,3572	0,018697	0,014576	0,011170	0,006701	0,000471	0,000118
6.2 TD	13,3090	12,6280	9,0760	5,6671	0,2157	0,2157	0,010150	0,007780	0,006529	0,003459	0,000145	0,000055
6.3 TD	10,1453	9,7901	8,6832	5,0164	0,2593	0,2593	0,009072	0,006979	0,006281	0,003482	0,000170	0,000083
6.4 TD	11,0314	11,0314	5,2708	4,1282	0,2156	0,2156	0,009133	0,006798	0,006760	0,003468	0,000081	0,000061

Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 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	23,4698	0,9611					0,027379	0,020624	0,000714			
3.0 TD	10,6469	9,3030	3,7513	2,8521	1,1453	1,1453	0,018489	0,015663	0,008523	0,005624	0,000340	0,000340
6.1 TD	21,2452	21,2452	11,5307	8,7160	0,5603	0,5603	0,018837	0,015478	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	0,000181	0,000181
6.3 TD	11,5482	11,5482	6,3204	3,6947	0,7083	0,7083	0,009647	0,008076	0,004937	0,002289	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

% 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	-4%	23%					-7%	-1%	176%			
3.0 TD	4%	-1%	-21%	-22%	22%	22%	8%	12%	-25%	-16%	-37%	188%
6.1 TD	18%	31%	-13%	-5%	57%	57%	1%	6%	-18%	-14%	-31%	178%
6.2 TD	15%	21%	-18%	18%	113%	113%	2%	8%	-25%	-9%	25%	231%
6.3 TD	14%	18%	-27%	-26%	173%	173%	6%	16%	-21%	-34%	55%	216%
6.4 TD	9%	-16%	-16%	-18%	191%	191%	-4%	3%	-40%	-14%	116%	187%

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

Cuadro 59. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio de para el cierre del ejercicio 2020 y 2021

Previsión final 2020 (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	123.864	76.509	4.159.233	54,36
3.0 TD	19.369	31.940	788.035	24,67
6.1 TD	17.110	63.775	1.366.235	21,42
6.2 TD	4.087	22.479	234.278	10,42
6.3 TD	1.817	9.757	86.392	8,85
6.4 TD	3.282	19.783	149.195	7,54
Total	169.530	224.242	6.783.367	30,25

Previsión inicial 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	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

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

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

De los análisis anteriores cabe concluir que la variación de los peajes del ejercicio 2021 está condicionada en gran medida por el impacto de la crisis sanitaria sobre las variables de facturación previstas para el ejercicio 2021.

6.7. 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 2022-2025 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, así como el impacto de la lesividad⁶ y, adicionalmente, para el caso de la distribución para el ejercicio 2021 sin considerar y considerando la reformulación de cuentas, bajo la hipótesis de que los desvíos de los ejercicios 2016-2019 se incluyen en la Liquidación definitiva del ejercicio 2020.

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 2020-2025.

En los cuadros siguientes se muestra la evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio. Cabe señalar que, para cada uno de los escenarios de retribución, se plantean dos posibilidades:

⁶ Con base en sendos informes aprobados por la Sala de Supervisión Regulatoria de fecha 15 de octubre de 2020: “Acuerdo por el que se emite informe para ejecución de sentencia de Tribunal Supremo, previa declaración de lesividad para el interés público, contra la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016, respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A. para dicho ejercicio 2016” y “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/980/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016”.

- 1º el procedimiento de lesividad se resuelve en el ejercicio 2021 y que, por tanto, se ajusten los peajes de transporte y distribución en el propio ejercicio 2021
- 2º el procedimiento de lesividad se resuelve en el ejercicio 2022 y que el desvío del ejercicio 2021 se impute al ejercicio 2022.

Se observa que, la no resolución del procedimiento de lesividad en el año 2021 da lugar a una variación en forma de dientes de sierra en los peajes de transporte de los ejercicios 2021, 2022 y 2023.

Por otra parte, 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 16,1% respecto del ejercicio 2023.

En relación con la retribución correspondiente al ejercicio 2021 un agente ha señalado en sus alegaciones la necesidad de someter a consulta pública que el importe de la retribución definitiva del ejercicio 2021 que finalmente se apruebe.

Al respecto se indica que los importes de las retribuciones tanto para el ejercicio 2021 como para los ejercicios siguientes, son estimaciones realizadas con objeto de aproximar las variaciones de peajes hasta el final del periodo regulatorio y que, en todo caso, las retribuciones que se establezcan para cada uno de los ejercicios deberán ser sometidas a trámite de audiencia tal y como establece el artículo 7.1 de la Ley 3/2013 y los artículos 5 de la Circular 5/2019 y de la Circular 6/2019.

Cuadro 60. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio sin reformulación de cuentas, supuesto el procedimiento de lesividad se resuelve en 2021 y los desvíos 2016-2019 se incorporan en la Liquidación definitiva de 2020

	2020 (1)	2021 (2)	2022	2023	2024	2025
Retribución redes (miles €)	6.783.367	6.622.266	6.757.365	6.832.988	6.655.608	6.752.184
Transporte	1.464.740	1.433.209	1.477.228	1.502.711	1.259.827	1.282.527
Distribución	5.318.627	5.189.057	5.280.137	5.330.277	5.395.781	5.469.657
% variación retribución		-2,4%	2,0%	1,1%	-2,6%	1,5%
Transporte		-2,2%	3,1%	1,7%	-16,2%	1,8%
Distribución		-2,4%	1,8%	0,9%	1,2%	1,4%
Consumo (GWh)	242.536	231.971	236.486	237.925	238.198	238.564
2.0 TD	75.722	76.223	76.121	76.064	76.078	76.183
3.0 TD	37.398	33.553	35.126	35.644	35.747	35.850
6.1 TD	70.187	67.230	69.181	69.810	69.964	70.118
6.2 TD	24.723	23.363	23.529	23.582	23.596	23.611
6.3 TD	10.561	10.273	10.451	10.507	10.509	10.511
6.4 TD	23.945	21.330	22.077	22.318	22.304	22.290
Peajes T&D (miles €)	6.783.367	6.622.266	6.757.365	6.832.988	6.655.608	6.752.184
2.0 TD	4.094.663	3.927.117	3.986.679	4.027.585	3.963.580	4.018.445
3.0 TD	852.604	775.744	808.632	819.277	805.623	818.918
6.1 TD	1.366.235	1.465.594	1.496.654	1.514.106	1.458.791	1.480.305
6.2 TD	234.278	240.845	246.383	249.519	234.427	238.015
6.3 TD	86.392	83.871	85.957	87.147	79.710	80.979
6.4 TD	149.195	129.094	133.059	135.355	113.477	115.522
Peajes T&D (€/MWh)	27,97	28,55	28,57	28,72	27,94	28,30
2.0 TD	54,07	51,52	52,37	52,95	52,10	52,75
3.0 TD	22,80	23,12	23,02	22,98	22,54	22,84
6.1 TD	19,47	21,80	21,63	21,69	20,85	21,11
6.2 TD	9,48	10,31	10,47	10,58	9,93	10,08
6.3 TD	8,18	8,16	8,23	8,29	7,58	7,70
6.4 TD	6,23	6,05	6,03	6,06	5,09	5,18
% variación Peajes T&D	n.a.	2,1%	0,1%	0,5%	-2,7%	1,3%
2.0 TD	n.a.	-4,7%	1,7%	1,1%	-1,6%	1,2%
3.0 TD	n.a.	1,4%	-0,4%	-0,2%	-1,9%	1,4%
6.1 TD	n.a.	12,0%	-0,8%	0,3%	-3,9%	1,3%
6.2 TD	n.a.	8,8%	1,6%	1,0%	-6,1%	1,5%
6.3 TD	n.a.	-0,2%	0,7%	0,8%	-8,6%	1,6%
6.4 TD	n.a.	-2,9%	-0,4%	0,6%	-16,1%	1,9%

Fuente: CNMC

(1) Los datos de 2020 se corresponden con la Circular 3/2020.

(2) En 2021 se resuelve la lesividad y se actualizan peajes

Cuadro 61. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio sin reformulación de cuentas, supuesto el procedimiento de lesividad se resuelve en 2022 2021 y los desvíos 2016-2019 se incorporan en la Liquidación definitiva de 2020

	2020 (1)	2021	2022 (2)	2023	2024	2025
Retribución redes (miles €)	6.783.367	6.858.865	6.559.675	6.832.988	6.655.608	6.752.184
Transporte	1.464.740	1.630.899	1.279.538	1.502.711	1.259.827	1.282.527
Distribución	5.318.627	5.227.966	5.280.137	5.330.277	5.395.781	5.469.657
% variación retribución		1,1%	-4,4%	4,2%	-2,6%	1,5%
Transporte		11,3%	-21,5%	17,4%	-16,2%	1,8%
Distribución		-1,7%	1,0%	0,9%	1,2%	1,4%
Consumo (GWh)	242.536	231.971	236.486	237.925	238.198	238.564
2.0 TD	75.722	76.223	76.121	76.064	76.078	76.183
3.0 TD	37.398	33.553	35.126	35.644	35.747	35.850
6.1 TD	70.187	67.230	69.181	69.810	69.964	70.118
6.2 TD	24.723	23.363	23.529	23.582	23.596	23.611
6.3 TD	10.561	10.273	10.451	10.507	10.509	10.511
6.4 TD	23.945	21.330	22.077	22.318	22.304	22.290
Peajes T&D (miles €)	6.783.367	6.858.865	6.559.675	6.832.988	6.655.608	6.752.184
2.0 TD	4.094.663	4.036.802	3.902.287	4.027.585	3.963.580	4.018.445
3.0 TD	852.604	799.477	789.227	819.277	805.623	818.918
6.1 TD	1.366.235	1.529.460	1.440.738	1.514.106	1.458.791	1.480.305
6.2 TD	234.278	255.640	232.648	249.519	234.427	238.015
6.3 TD	86.392	90.585	79.523	87.147	79.710	80.979
6.4 TD	149.195	146.901	115.253	135.355	113.477	115.522
Peajes T&D (€/MWh)	27,97	29,57	27,74	28,72	27,94	28,30
2.0 TD	54,07	52,96	51,26	52,95	52,10	52,75
3.0 TD	22,80	23,83	22,47	22,98	22,54	22,84
6.1 TD	19,47	22,75	20,83	21,69	20,85	21,11
6.2 TD	9,48	10,94	9,89	10,58	9,93	10,08
6.3 TD	8,18	8,82	7,61	8,29	7,58	7,70
6.4 TD	6,23	6,89	5,22	6,06	5,09	5,18
% variación Peajes T&D	n.a.	5,7%	-6,2%	3,5%	-2,7%	1,3%
2.0 TD	n.a	-2,1%	-3,2%	3,3%	-1,6%	1,2%
3.0 TD	n.a	4,5%	-5,7%	2,3%	-1,9%	1,4%
6.1 TD	n.a	16,9%	-8,5%	4,1%	-3,9%	1,3%
6.2 TD	n.a	15,5%	-9,6%	7,0%	-6,1%	1,5%
6.3 TD	n.a	7,8%	-13,7%	9,0%	-8,6%	1,6%
6.4 TD	n.a	10,5%	-24,2%	16,2%	-16,1%	1,9%

Fuente: CNMC

(1) Los datos de 2020 se corresponden con la Circular 3/2020.

(2) Incluye el desvío de la retribución del ejercicio 2021

Cuadro 62. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio con reformulación de cuentas, supuesto el procedimiento de lesividad se resuelve en 2021 2021 y los desvíos 2016-2019 se incorporan en la Liquidación definitiva de 2020

	2020 (1)	2021 (2)	2022	2023	2024	2025
Retribución redes (miles €)	6.783.367	6.652.283	6.787.383	6.863.006	6.685.626	6.782.201
Transporte	1.464.740	1.433.209	1.477.228	1.502.711	1.259.827	1.282.527
Distribución	5.318.627	5.219.075	5.310.154	5.360.294	5.425.798	5.499.675
% variación retribución		-1,9%	2,0%	1,1%	-2,6%	1,4%
Transporte		-2,2%	3,1%	1,7%	-16,2%	1,8%
Distribución		-1,9%	1,7%	0,9%	1,2%	1,4%
Consumo (GWh)	242.536	231.971	236.486	237.925	238.198	238.564
2.0 TD	75.722	76.223	76.121	76.064	76.078	76.183
3.0 TD	37.398	33.553	35.126	35.644	35.747	35.850
6.1 TD	70.187	67.230	69.181	69.810	69.964	70.118
6.2 TD	24.723	23.363	23.529	23.582	23.596	23.611
6.3 TD	10.561	10.273	10.451	10.507	10.509	10.511
6.4 TD	23.945	21.330	22.077	22.318	22.304	22.290
Peajes T&D (miles €)	6.783.367	6.652.283	6.787.383	6.863.006	6.685.626	6.782.201
2.0 TD	4.094.663	3.946.276	4.005.758	4.046.658	3.982.643	4.037.499
3.0 TD	852.604	779.437	812.405	823.056	809.412	822.715
6.1 TD	1.366.235	1.471.727	1.502.787	1.520.239	1.464.924	1.486.438
6.2 TD	234.278	241.663	247.201	250.336	235.244	238.832
6.3 TD	86.392	84.087	86.173	87.362	79.926	81.195
6.4 TD	149.195	129.094	133.059	135.355	113.477	115.522
Peajes T&D (€/MWh)	27,97	28,68	28,70	28,85	28,07	28,43
2.0 TD	54,07	51,77	52,62	53,20	52,35	53,00
3.0 TD	22,80	23,23	23,13	23,09	22,64	22,95
6.1 TD	19,47	21,89	21,72	21,78	20,94	21,20
6.2 TD	9,48	10,34	10,51	10,62	9,97	10,12
6.3 TD	8,18	8,19	8,25	8,31	7,61	7,72
6.4 TD	6,23	6,05	6,03	6,06	5,09	5,18
% variación Peajes T&D	n.a.	2,5%	0,1%	0,5%	-2,7%	1,3%
2.0 TD	n.a.	-4,3%	1,6%	1,1%	-1,6%	1,2%
3.0 TD	n.a.	1,9%	-0,4%	-0,2%	-1,9%	1,4%
6.1 TD	n.a.	12,5%	-0,8%	0,3%	-3,9%	1,2%
6.2 TD	n.a.	9,2%	1,6%	1,0%	-6,1%	1,5%
6.3 TD	n.a.	0,1%	0,7%	0,8%	-8,5%	1,6%
6.4 TD	n.a.	-2,9%	-0,4%	0,6%	-16,1%	1,9%

Fuente: CNMC

(1) Los datos de 2020 se corresponden con la Circular 3/2020.

(2) En 2021 se resuelve la lesividad y se actualizan peajes

Cuadro 63. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio con reformulación de cuentas, supuesto el procedimiento de lesividad se resuelve en 2022 y los desvíos 2016-2019 se incorporan en la Liquidación definitiva de 2020

	2020 (1)	2021	2022 (2)	2023	2024	2025
Retribución redes (miles €)	6.783.367	6.858.865	6.559.675	6.863.006	6.685.626	6.782.201
Transporte	1.464.740	1.630.899	1.279.538	1.502.711	1.259.827	1.282.527
Distribución	5.318.627	5.227.966	5.280.137	5.360.294	5.425.798	5.499.675
% variación retribución		1,1%	-4,4%	4,6%	-2,6%	1,4%
Transporte		11,3%	-21,5%	17,4%	-16,2%	1,8%
Distribución		-1,7%	1,0%	1,5%	1,2%	1,4%
Consumo (GWh)	242.536	231.971	236.486	237.925	238.198	238.564
2.0 TD	75.722	76.223	76.121	76.064	76.078	76.183
3.0 TD	37.398	33.553	35.126	35.644	35.747	35.850
6.1 TD	70.187	67.230	69.181	69.810	69.964	70.118
6.2 TD	24.723	23.363	23.529	23.582	23.596	23.611
6.3 TD	10.561	10.273	10.451	10.507	10.509	10.511
6.4 TD	23.945	21.330	22.077	22.318	22.304	22.290
Peajes T&D (miles €)	6.783.367	6.858.865	6.559.675	6.863.006	6.685.626	6.782.201
2.0 TD	4.094.663	4.036.802	3.902.287	4.046.658	3.982.643	4.037.499
3.0 TD	852.604	799.477	789.227	823.056	809.412	822.715
6.1 TD	1.366.235	1.529.460	1.440.738	1.520.239	1.464.924	1.486.438
6.2 TD	234.278	255.640	232.648	250.336	235.244	238.832
6.3 TD	86.392	90.585	79.523	87.362	79.926	81.195
6.4 TD	149.195	146.901	115.253	135.355	113.477	115.522
Peajes T&D (€/MWh)	27,97	29,57	27,74	28,85	28,07	28,43
2.0 TD	54,07	52,96	51,26	53,20	52,35	53,00
3.0 TD	22,80	23,83	22,47	23,09	22,64	22,95
6.1 TD	19,47	22,75	20,83	21,78	20,94	21,20
6.2 TD	9,48	10,94	9,89	10,62	9,97	10,12
6.3 TD	8,18	8,82	7,61	8,31	7,61	7,72
6.4 TD	6,23	6,89	5,22	6,06	5,09	5,18
% variación Peajes T&D	n.a.	5,7%	-6,2%	4,0%	-2,7%	1,3%
2.0 TD	n.a	-2,1%	-3,2%	3,8%	-1,6%	1,2%
3.0 TD	n.a	4,5%	-5,7%	2,8%	-1,9%	1,4%
6.1 TD	n.a	16,9%	-8,5%	4,6%	-3,9%	1,2%
6.2 TD	n.a	15,5%	-9,6%	7,4%	-6,1%	1,5%
6.3 TD	n.a	7,8%	-13,7%	9,3%	-8,5%	1,6%
6.4 TD	n.a	10,5%	-24,2%	16,2%	-16,1%	1,9%

Fuente: CNMC

(1) Los datos de 2020 se corresponden con la Circular 3/2020.

(2) Incluye el desvío de la retribución del ejercicio 2021

7. RÉGIMEN TRANSITORIO

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.

Por otra parte, el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece en su disposición transitoria segunda que la función de aprobación de los peajes de acceso previstas en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, pasarán a ser ejercidas por la CNMC una vez haya sido aprobada la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución.

Adicionalmente, el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece en su disposición final tercera que a los efectos de garantizar el impacto gradual que resulte de las correspondientes metodologías, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerán periodos transitorios de forma que las variaciones del conjunto de peajes y cargos resultantes de aplicar las nuevas metodologías respecto de los vigentes a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley se absorban de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno.

Por último, la disposición transitoria tercera de la Circular 3/2020, establece que en la resolución de precios se determinará el procedimiento para trasladar de forma gradual el impacto de la aplicación de la metodología.

El Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico mantiene la asignación de cargos por grupo tarifario acorde con la asignación implícita que resulta de la aplicación de los peajes de acceso y los pagos por capacidad vigentes, una vez ajustados los ingresos por pagos por capacidad a los costes que deben financiar, por lo que no se producen impactos relevantes por grupo tarifario.

Así pues, aunque la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019 establece una previsión de gradualidad de la aplicación de las variaciones que puedan resultar de las nuevas metodologías de peajes y cargos según lo indicado, la metodología de cargos se ha diseñado de tal manera que no tenga lugar un impacto relevante en ningún grupo tarifario. De este modo, no concurriría el supuesto de hecho previsto normativamente para la aplicación de la transitoriedad, esto es, no se da la necesidad de amortiguar el impacto conjunto de las nuevas metodologías de peajes y cargos en atención, precisamente, a que el diseño propuesto para los cargos impide que se

produzcan tales variaciones que debieran ser objeto de eventuales previsiones para garantizar su aplicación gradual.

8. OTRAS DISPOSICIONES

8.1. Contratos de duración inferior al año

La Circular 3/2020 establece en el artículo 10 los recargos de aplicación a los contratos de duración inferior al año. En particular, establece en el punto 2 del artículo 10 los términos de potencia aplicable a los contratos cuya duración prevista en el momento de contratación sea inferior al año, independientemente del tipo de contrato de que se trate, se incrementarán con los siguientes recargos:

Cuadro 64. Porcentaje de recargo del término de potencia de los contratos de duración inferior a un año

Duración de los contratos (D)	Porcentaje de recargo
$D \leq 3$ meses	135%
3 meses $< D \leq 4$ meses	90%
4 meses $< D \leq 5$ meses	63%
5 meses $< D \leq 6$ meses	45%
$D > 6$ meses	32%

No obstante lo anterior, a los contratos de duración inferior a un año que estuvieran en vigor con anterioridad a la aplicación de los peajes que resulten de la Circular 3/2020 les serán de aplicación las condiciones de facturación establecidas en el artículo 6 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en lo referente a los recargos, con objeto de no modificar las condiciones de facturación de sus contratos. Por lo que se refiere a los calendarios y precios de peajes y dado que a esa fecha ya se habrán adaptado los sistemas, se aplicará a dichos contratos los precios y calendarios de la Circular 3/2020. En particular, para los contratos de duración inferior a un año en vigor con anterioridad a la aplicación de los correspondientes peajes les será de aplicación las siguientes condiciones:

- a) Contratos de temporada: los precios del término de potencia se aumentarán en un 100 por 100 para los meses de temporada alta y en un 50 por 100 para los restantes en que se reciba la energía

- b) Contratos eventuales: los precios del término de potencia se aumentarán en un 80 por 100 para los meses de temporada alta, tal como se definen las temporadas en la Circular 3/2020, y en un 40 por 100, para los restantes en que se reciba la energía.

Los porcentajes de recargo de los términos de potencia establecidos en el artículo 10 de la Circular 3/2020, serán de aplicación a los contratos de duración inferior a un año que se formalicen con posterioridad a la aplicación de los precios de la Resolución.

8.2. 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.

A efectos anteriores, el titular del punto de suministro o el comercializador cuando actúe en representación de este, deberá aportar al distribuidor el Boletín de la instalación y una declaración en la que se ponga de manifiesto que el punto de recarga será de acceso público, a efectos de la aplicación del peaje por parte del distribuidor. La resolución recoge en el Anexo IV el modelo de declaración

Teniendo en cuenta las alegaciones de algunos miembros del CCE, se aclara que, dentro del contrato de suministro para el punto de recarga se contempla la posibilidad de que exista un consumo/potencia residual para otros usos asociados dentro del contrato como por ejemplo farolas de iluminación, con objeto de evitar el impacto sobre la penetración de los puntos de recarga de acceso público derivado de la obligación de contratar un segundo punto de suministro. Cabe recordar que el diseño de los peajes de aplicación a los puntos de suministro dedicados con exclusividad a la recarga de vehículos eléctricos se ha diseñado para que a partir de una utilización de potencia superior al 10% (el equivalente aproximado a 5 recargas diarias) sea más rentable la aplicación del peaje general.

Finalmente, se recoge que, de acuerdo con lo establecido en el punto quinto de la citada disposición adicional segunda, en el caso de que se detectara que el punto de suministro no es de dedicación exclusiva a la carga de vehículos eléctricos de acceso público, se procederá a la refacturación de todos los consumos desde el momento inicial de la aplicación del peaje específico de carga de vehículos eléctricos aplicando los términos de potencia, energía activa,

potencia demandada y energía reactiva que correspondieran al peaje de aplicación al punto de suministros incrementados los precios en un 20%.

Atendiendo a las alegaciones formuladas por un miembro del CCE se ha sustituido la referencia al Boletín de la instalación por Certificado de instalación, en coherencia con los Reglamentos electrotécnicos de baja y alta tensión aprobados por el Real Decreto 842/2002 y el Real Decreto 337/2014, respectivamente.

8.3. Adaptación de las potencias contratadas a los periodos horarios definidos en la Circular 3/2020, de 15 de enero

Teniendo en cuenta las alegaciones de varios agentes, conforme a la disposición transitoria primera de la Circular 3/2020, de 15 de enero, los consumidores podrán modificar dos veces las potencias contratadas con objeto de adaptarlas a los periodos definidos en la circular sin coste alguno durante el periodo de doce meses a contar desde la entrada en vigor de la resolución, a pesar de no haber transcurrido doce meses desde la última modificación de potencias.

Sin perjuicio de que la adaptación de las potencias no tenga coste alguno para el consumidor, en caso de que la potencia contratada supere la máxima de las potencias contratadas por el consumidor en el momento del cambio, el consumidor deberá abonar el coste de los derechos de acometida aplicables y el derivado de eventuales cambios o actuaciones sobre los equipos de control y medida, con arreglo a la normativa que sea de aplicación. No obstante lo anterior, y dado que en el caso de aumentos de potencia para consumidores que cuenten con equipos de medida telegestionados no sería necesaria una actuación in situ en el domicilio del consumidor por parte de las empresas distribuidoras, y salvo que dicha actuación fuera acompañada de alguna otra que sí requiriera una actuación manual en el contador y por tanto fuera necesario un desplazamiento, no cabría el cobro de derechos por actuaciones⁷ en los equipos de medida y control previstos en el Real Decreto 1048/2013.

En el caso de que la nueva modificación de potencia no supere la máxima de las potencias contratadas por el consumidor en el momento del cambio, tampoco se aplicará lo dispuesto en el artículo 83.5 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro de electricidad y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, sobre la revisión de las instalaciones de más de veinte años.

⁷ El RD 1955/2000 establece que los derechos por actuaciones en los equipos de medida y control serán inicialmente los mismos que los fijados para los derechos de enganche (actualmente 9,04€ + IVA)

En el caso de aquellos puntos de suministro conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW que no dispongan de equipo de medida integrado en los sistemas de telegestión por causa imputable al consumidor y, dispongan por tanto de un único interruptor de control de potencia, no se podrán contratar potencias diferenciadas por periodo horario.

8.4. Adaptación de las medidas y condiciones de facturación a los periodos horarios según la estructura de peajes de la Circular 3/2020 y del Real Decreto 1164/2001

Conforme a la disposición transitoria primera de la Circular 3/2020, en la redacción dada por la Circular 7/2020, las empresas distribuidoras y comercializadoras debían adaptar los equipos de medida, los sistemas de facturación y los contratos con anterioridad al 1 de abril de 2021.

No obstante, lo anterior ante el previsible retraso en la publicación de los valores de los cargos, se ha aprobado la Circular 3/2021, de 17 de marzo, con objeto ampliar hasta el 1 de junio de 2021 el plazo del que disponen las empresas distribuidoras para la citada adaptación.

Lo anterior hace necesario prever y dar solución a algunos problemas que pudieran plantearse durante el periodo de adaptación a los efectos de permitir la adecuada facturación de los peajes.

Al respecto se plantean dos posibilidades: 1) que no haya sido posible la adaptación del equipo de medida a la estructura de peajes de la circular (por diversos motivos, tales como que existan contadores no sustituidos, contadores sin curva horaria, contadores cuya programación no haya sido posible con anterioridad al 1 de junio o fallos de programación de los contadores) y 2) que los equipos de medida se hayan adaptado a la estructura de la Circular con anterioridad al 1 de junio (al respecto señalar la imposibilidad de reprogramar 29 millones de equipos de medida en el mismo momento, lo que podría hacer necesario implementar las reprogramaciones de forma gradual por motivos de actualización de sistemas de las empresas).

En ambos casos, si el punto de suministro dispusiera de equipo de medida con capacidad de registro horario, la adaptación a la estructura que corresponda (bien a la de la Circular 3/2020 bien al Real Decreto 1164/2001) se realizará empleado las curvas de carga horarias.

Asimismo, la potencia demandada a efectos de la facturación de los excesos de potencia, se obtendrá de la curva de carga cuartohoraria, o alternativamente de la curva de carga horaria si no se dispone de ésta, según los periodos conforme al calendario definido en el artículo 7 de la Circular 3/2020 en el primer caso y

conforme a los calendarios de aplicación a la estructura de peajes del Real Decreto 1164/2001⁸, en el segundo caso.

En el caso de puntos de suministro sin equipo de medida horario efectivamente integrado que no haya sido posible adaptar a la estructura de peajes de la Circular 3/2020 a la fecha de aplicación de los precios establecidos en la Resolución, la conversión de las lecturas a los periodos horarios definidos en el artículo 7 en la citada Circular 3/2020 se realizará aplicando los porcentajes de conversión que se establecen en el Anexo V de la resolución de precios.

En el caso de puntos de suministro sin equipo de medida horario efectivamente integrado que se hayan adaptado a la estructura de peajes de la Circular 3/2020 con anterioridad al 1 de junio, la conversión de las lecturas a los periodos horarios aplicables a la estructura de peajes del Real Decreto 1164/2001 se realizará aplicando los porcentajes de conversión que se establecen en el Anexo VI de la resolución de precios.

Se indica que estos porcentajes se han calculado teniendo en cuenta las curvas de carga del año 2019 por peajes y subsistemas. Una vez analizados los coeficientes de conversión mes de consumo y periodo horario, se propone la siguiente desagregación en función del peaje:

Cuadro 65. Ámbito de los peajes de la Circular

Peajes acceso	Peajes T&D	Agregación	Ámbito
2.0 A/ 2.1 A	2.0 TD	Anual	Nacional
2.0 DHA / 2.1 DHA	2.0 TD	Invierno/ Verano	
2.0 DHS / 2.1 DHS	2.0 TD	Invierno/ Verano	
3.0 A	3.0 TD	Mensual	Subsistema
3.1 A	6.1 TD	Mensual	Subsistema

8.5. Habilitación para la modificación de los peajes

Teniendo en consideración la provisionalidad de la retribución del transporte y de la distribución previstas para el ejercicio 2021, cuyo importe definitivo dependerá de la resolución de sendos procedimientos de lesividad y la elevada incertidumbre en lo que se refiere las variables de facturación previstas para el ejercicio, 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.

⁸ Definidos en las Ordenes ITC/2794/2007, ITC 3801/2008 e ITC/1659/2009

Al respecto cabe señalar que un agente ha solicitado que la revisión sea obligatoria, en lugar de potestativa, una vez sea establecida la retribución definitiva de las actividades del transporte y la distribución, mientras que otro agente ha solicitado que no se revisen los peajes y que, en su caso, el desvío que pudiera producirse se tenga en consideración en la determinación de los peajes del ejercicio siguiente, con objeto de evitar refacturaciones de los consumidores.

Esta Comisión considera más adecuado mantener el carácter potestativo de la revisión de los peajes durante 2021 con objeto de incorporar si fuera necesario los importes de la retribución definitiva de las actividades del transporte y de la distribución. Establecer la revisión obligatoria podría llevar a una actualización de peajes para un periodo de tiempo muy corto en el caso de que la resolución de los procesos de lesividad se retrasara en el tiempo. Y ello, como se ha indicado anteriormente, sin perjuicio de otros aspectos de orden competencial y sustantivo no indicados por los agentes que a tenor del derecho transitorio aplicable procedería tomar en consideración.

A efectos ilustrativos, los cuadros siguientes se muestran la retribución y los peajes de transporte y distribución que resultarían de estimar la retribución del transporte y la distribución para el ejercicio 2021 aplicando la Circular 5/2019 y la Circular 6/2019 teniendo en cuenta la puesta en servicio de las instalaciones consideradas en los planes de inversión y el impacto de la lesividad y, adicionalmente, para el caso de la distribución para el ejercicio 2021 sin considerar y considerando la reformulación de cuentas.

Cuadro 66. Escenarios de la retribución del transporte y la distribución

	Propuesta de resolución	Retribución 2021 considerando lesividad y sin reformulación de cuentas para la actividad de distribución	Retribución 2021 considerando lesividad y con reformulación de cuentas para la actividad de distribución
Transporte	1.709.998	1.512.308	1.512.308
Distribución	5.227.966	5.189.057	5.219.075
Total	6.937.964	6.701.365	6.731.383

Fuente: Orden IET/980/2016, Orden TEC/981/2016, Orden TED/865/2020 y CNMC

Cuadro 67. Peajes de transporte y distribución para 2021 resultado estimar la retribución de transporte y la distribución conforme a la Circular 5/2019 y la Circular 6/2019, respectivamente, sin reformulación de cuentas

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	3,6479	0,0758					0,004148	0,003118	0,000137			
3.0 TD	1,5209	1,2887	0,5704	0,4493	0,0813	0,0813	0,004833	0,004074	0,002172	0,001434	0,000107	0,000107
6.1 TD	5,6511	5,6511	3,0192	2,3199	0,1842	0,1842	0,004923	0,004025	0,002321	0,001474	0,000103	0,000103
6.2 TD	5,9789	5,9789	3,0703	2,3606	0,2083	0,2083	0,004037	0,003258	0,002001	0,001063	0,000082	0,000082
6.3 TD	5,9316	5,9316	3,0594	2,3340	0,2920	0,2920	0,004954	0,004084	0,002420	0,001431	0,000107	0,000107
6.4 TD	10,5904	8,1169	3,9041	2,9613	0,5523	0,5523	0,007712	0,006136	0,003543	0,002632	0,000154	0,000154

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/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	19,1750	0,8684					0,022490	0,016949	0,000555			
3.0 TD	8,8499	7,7782	3,0792	2,3234	1,0450	1,0450	0,012893	0,010946	0,006007	0,003962	0,000216	0,000216
6.1 TD	14,7043	14,7043	8,0348	6,0309	0,3480	0,3480	0,013136	0,010817	0,006421	0,004074	0,000208	0,000208
6.2 TD	8,4059	8,4059	3,9611	3,9611	0,2203	0,2203	0,005728	0,004689	0,002628	0,001919	0,000087	0,000087
6.3 TD	4,7627	4,7627	2,8178	1,0310	0,3733	0,3733	0,003980	0,003403	0,002167	0,000657	0,000141	0,000141
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/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	22,8229	0,9442					0,026638	0,020067	0,000691			
3.0 TD	10,3707	9,0669	3,6495	2,7727	1,1263	1,1263	0,017726	0,015019	0,008179	0,005396	0,000323	0,000323
6.1 TD	20,3554	20,3554	11,0540	8,3508	0,5322	0,5322	0,018060	0,014842	0,008742	0,005548	0,000312	0,000312
6.2 TD	14,3848	14,3848	7,0314	6,3216	0,4286	0,4286	0,009765	0,007947	0,004630	0,002982	0,000169	0,000169
6.3 TD	10,6943	10,6943	5,8772	3,3650	0,6653	0,6653	0,008934	0,007487	0,004587	0,002087	0,000248	0,000248
6.4 TD	10,5904	8,1169	3,9041	2,9613	0,5523	0,5523	0,007712	0,006136	0,003543	0,002632	0,000154	0,000154

Fuente: CNMC

Cuadro 68. Peajes de transporte y distribución para 2021 resultado estimar la retribución de transporte y la distribución conforme a la Circular 5/2019 y la Circular 6/2019, respectivamente, con reformulación de cuentas

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	3,6479	0,0758				
3.0 TD	1,5209	1,2887	0,5704	0,4493	0,0813	0,0813
6.1 TD	5,6511	5,6511	3,0192	2,3199	0,1842	0,1842
6.2 TD	5,9789	5,9789	3,0703	2,3606	0,2083	0,2083
6.3 TD	5,9316	5,9316	3,0594	2,3340	0,2920	0,2920
6.4 TD	10,5904	8,1169	3,9041	2,9613	0,5523	0,5523

Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)						
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
0,004148	0,003118	0,000137				
0,004833	0,004074	0,002172	0,001434	0,000107	0,000107	
0,004923	0,004025	0,002321	0,001474	0,000103	0,000103	
0,004037	0,003258	0,002001	0,001063	0,000082	0,000082	
0,004954	0,004084	0,002420	0,001431	0,000107	0,000107	
0,007712	0,006136	0,003543	0,002632	0,000154	0,000154	

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	19,2859	0,8734				
3.0 TD	8,9010	7,8231	3,0970	2,3368	1,0510	1,0510
6.1 TD	14,7894	14,7894	8,0813	6,0658	0,3500	0,3500
6.2 TD	8,4545	8,4545	3,9840	3,9840	0,2216	0,2216
6.3 TD	4,7902	4,7902	2,8341	1,0370	0,3754	0,3754
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)						
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
0,022620	0,017047	0,000558				
0,012968	0,011009	0,006042	0,003985	0,000217	0,000217	
0,013212	0,010879	0,006458	0,004097	0,000210	0,000210	
0,005761	0,004717	0,002644	0,001930	0,000087	0,000087	
0,004003	0,003423	0,002180	0,000660	0,000142	0,000142	
-	-	-	-	-	-	-

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	22,9338	0,9492				
3.0 TD	10,4219	9,1119	3,6674	2,7862	1,1323	1,1323
6.1 TD	20,4405	20,4405	11,1005	8,3857	0,5342	0,5342
6.2 TD	14,4334	14,4334	7,0543	6,3445	0,4299	0,4299
6.3 TD	10,7219	10,7219	5,8935	3,3710	0,6674	0,6674
6.4 TD	10,5904	8,1169	3,9041	2,9613	0,5523	0,5523

Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)						
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
0,026768	0,020165	0,000695				
0,017800	0,015083	0,008213	0,005419	0,000325	0,000325	
0,018136	0,014905	0,008779	0,005572	0,000313	0,000313	
0,009798	0,007974	0,004645	0,002993	0,000169	0,000169	
0,008957	0,007507	0,004600	0,002091	0,000249	0,000249	
0,007712	0,006136	0,003543	0,002632	0,000154	0,000154	

Fuente: CNMC

8.6. Fecha de aplicación de los peajes de transporte y distribución

En coherencia con la modificación introducida en la disposición transitoria primera de la Circular 3/2020, de 15 de enero, a fin ampliar hasta el 1 de junio el periodo transitorio, se establece que, si bien la resolución será de aplicación desde el día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado, con objeto de permitir la conversión de las medidas a la estructura de los peajes vigentes de aquellos equipos que hubieran sido reprogramados con anterioridad al 1 de abril (fecha inicialmente prevista) o eventualmente antes de 1 de junio de 2021, los precios no serán de aplicación hasta el 1 de junio de 2021.

ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2020-2025

ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2020-2025

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 2020-2026, 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 2020 a 2026.

En los siguientes epígrafes se detallan las previsiones de las variables de facturación para el cierre del ejercicio 2020 y 2021, así como la evolución prevista hasta el final de periodo regulatorio.

1. Previsión de cierre 2020

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 2019, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (noviembre 2019-octubre 2020) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2020. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2020, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 247.256 GWh, un -6,6% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2019 (264.635 GWh) e inferior también en un -1,4% a la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (250.840 GWh).

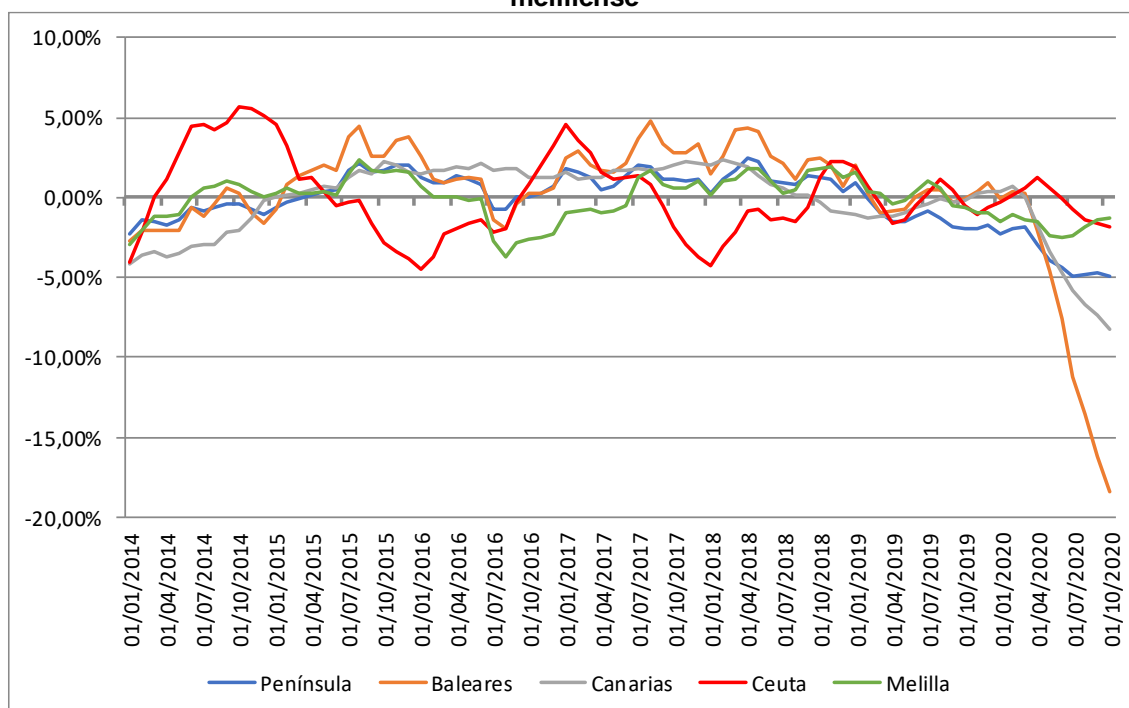
La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2020 se explica por el descenso de la demanda en b.c. en península, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, consecuencia del impacto de la pandemia por COVID-19. En particular, el OS prevé un descenso de la demanda en el subsistema peninsular del -6%, en el subsistema balear del -22,2%, en el subsistema canario del -10,9%, en el subsistema ceutí del -0,5% y en el subsistema melillense del -2,8%. Se observa que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2020 son inferiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses (a octubre de 2020) en los subsistemas peninsular (-4,9%) balear (-18,4%), canario (-8,3%) y melillense (-1,3%) y superior en el subsistema ceutí (-1,8%) (véanse Cuadro I. 1 y Gráfico I.1).

Cuadro I. 1 Demanda en b.c. de 2019, 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 2020

Sistema	2019 (GWh)	Últimos doce meses (nov 2019- oct 2020)			Previsión OS de cierre 2020		
		GWh	% variación respecto 2019	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2019	% variación respecto últimos doce meses
Peninsular	249.228	237.329	-4,8%	-4,9%	234.182	-6,0%	-1,3%
No peninsular	15.407	13.511	-12,3%	-12,1%	13.074	-15,1%	-3,2%
Baleares	6.115	4.976	-18,6%	-18,4%	4.755	-22,2%	-4,4%
Canarias	8.875	8.123	-8,5%	-8,3%	7.909	-10,9%	-2,6%
Ceuta	206	202	-1,9%	-1,8%	205	-0,5%	1,4%
Melilla	211	209	-0,8%	-1,3%	205	-2,8%	-2,0%
Total Nacional	264.635	250.840	-5,2%	-5,3%	247.256	-6,6%	-1,4%

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. Octubre 2020).

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 2020.

Según dichas previsiones, en 2020 el consumo se reducirá respecto del registrado en 2019 en todos los subsistemas y grupos tarifarios, con la excepción de la demanda asociada al consumo doméstico (esto es, demanda de consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW) en los subsistemas ceutí y melillense, para la que se prevé un aumento. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2020 (223.453 GWh) supone un descenso respecto de la demanda registrada en 2019 (240.718 GWh) del -7,2%.

Según la previsión de las empresas la contracción de la demanda en consumo (-7,2%) será superior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de 2020 (-6,6%) y también superior a la contracción registrada por la demanda en b.c. durante los últimos doce meses (noviembre 19-octubre 20) (-5,2%).

Cuadro I.2 Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2020 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Real 2019 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	103.025	4.172	4.926	122	132	112.377
2.0 A	39.363	1.166	1.805	60	71	42.465
2.0 A DHA	22.981	959	965	2	2	24.908
2.0 A DHS	61	5	10	-	0	76
2.1 A	3.582	157	250	5	8	4.002
2.1 A DHA	3.835	165	187	0	1	4.189
2.1 A DHS	13	1	2	-	-	16
3.0 A	33.189	1.718	1.707	54	51	36.720
Alta tensión	123.318	1.476	3.410	67	70	128.341
3.1 A (1-30 kV)	14.544	439	733	12	18	15.746
3.1 A (30-36 kV)	335	-	-	-	-	335
6.1 A	51.786	913	2.558	55	52	55.364
6.2	23.117	123	119	-	-	23.359
6.3	10.625	-	0	-	-	10.625
6.4 (1)	22.911	-	-	-	-	22.911
Total	226.343	5.647	8.336	189	202	240.718
	Previsión de cierre 2020 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	98.737	3.726	4.629	118	129	107.340
2.0 A	34.368	639	1.318	63	75	36.464
2.0 A DHA	28.451	1.254	1.398	4	3	31.109
2.0 A DHS	102	13	29	-	0	144
2.1 A	2.734	130	164	4	7	3.040
2.1 A DHA	3.967	181	214	0	2	4.364
2.1 A DHS	16	2	5	-	-	23
3.0 A	29.098	1.507	1.501	47	42	32.195
Alta tensión	111.649	1.322	3.014	61	67	116.113
3.1 A (1-30 kV)	12.648	383	642	10	17	13.700
3.1 A (30-36 kV)	287	-	-	-	-	287
6.1 A	47.171	828	2.267	51	49	50.367
6.2	22.054	111	106	-	-	22.270
6.3	9.707	-	0	-	-	9.708
6.4 (1)	19.782	-	0	-	-	19.783
Total	210.386	5.048	7.644	179	195	223.453
	% variación 2020 sobre 2019					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-4,2%	-10,7%	-6,0%	-2,9%	-3,0%	-4,5%
2.0 A	-12,7%	-45,2%	-27,0%	5,0%	5,8%	-14,1%
2.0 A DHA	23,8%	30,8%	44,9%	75,3%	96,6%	24,9%
2.0 A DHS	66,4%	149,7%	191,8%	-	267,3%	88,4%
2.1 A	-23,7%	-17,0%	-34,3%	-14,1%	-15,0%	-24,1%
2.1 A DHA	3,4%	9,5%	14,4%	-0,4%	12,6%	4,2%
2.1 A DHS	23,8%	139,8%	138,5%	-	-	44,2%
3.0 A	-12,3%	-12,3%	-12,1%	-13,6%	-17,0%	-12,3%
Alta tensión	-9,5%	-10,4%	-11,6%	-8,5%	-4,7%	-9,5%
3.1 A (1-30 kV)	-13,0%	-12,8%	-12,5%	-13,8%	-4,1%	-13,0%
3.1 A (30-36 kV)	-14,4%	-	-	-	-	-14,4%
6.1 A	-8,9%	-9,3%	-11,4%	-7,4%	-4,9%	-9,0%
6.2	-4,6%	-10,0%	-11,3%	-	-	-4,7%
6.3	-8,6%	-	-11,0%	-	-	-8,6%
6.4 (1)	-13,7%	-	-	-	-	-13,7%
Total	-7,0%	-10,6%	-8,3%	-4,9%	-3,6%	-7,2%

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 2020 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. Se observa que, con carácter general, se producen algunas diferencias en la distribución del consumo por periodo horario, especialmente significativas en los períodos 3 y 5 del peaje 6.2. La razón fundamental estriba en el desigual impacto del descenso en el consumo derivado del confinamiento entre los meses de marzo y junio.

Asimismo, se observan discrepancias significativas en la estructura de consumo de los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW, consecuencia del traspaso que se viene produciendo desde tarifas sin discriminación horaria a tarifas con discriminación horaria.

Cuadro I.3 Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2020 desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Sistema Nacional

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2020						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	62.437	36.942	7.960	-	-	-
2.0A	36.464	-	-	-	-	-
2.0 DHA	14.703	16.407	-	-	-	-
2.0 DHS	56	45	43	-	-	-
2.1A	3.040	-	-	-	-	-
2.1 DHA	1.793	2.571	-	-	-	-
2.1 DHS	9	8	6	-	-	-
3.0 A	6.372	17.911	7.912	-	-	-
Alta tensión	11.148	16.790	11.571	9.850	12.687	54.067
3.1 A	2.805	5.662	5.520	-	-	-
6.1 A	4.627	5.909	3.157	5.080	6.325	25.269
6.2	1.752	2.394	1.385	2.225	3.209	11.306
6.3	694	961	512	847	1.071	5.623
6.4 (1)	1.270	1.864	998	1.698	2.083	11.869
Total	73.585	53.732	19.531	9.850	12.687	54.067

Distribución del consumo previsto por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
2.0A	100,0%					
2.0 DHA	47,3%	52,7%				
2.0 DHS	39,2%	31,1%	29,7%			
2.1A	100,0%					
2.1 DHA	41,1%	58,9%				
2.1 DHS	39,3%	34,5%	26,2%			
3.0 A	19,8%	55,6%	24,6%			
Alta tensión						
3.1 A	20,1%	40,5%	39,5%			
6.1 A	9,2%	11,7%	6,3%	10,1%	12,6%	50,2%
6.2	7,9%	10,8%	6,2%	10,0%	14,4%	50,8%
6.3	7,2%	9,9%	5,3%	8,7%	11,0%	57,9%
6.4 (1)	6,4%	9,4%	5,0%	8,6%	10,5%	60,0%

Distribución del consumo de los últimos doce meses (ago 19-jul 20) por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
2.0A	100,0%					
2.0 DHA	48,0%	52,0%				
2.0 DHS	40,8%	32,2%	27,0%			
2.1A	100,0%					
2.1 DHA	41,4%	58,6%				
2.1 DHS	39,4%	34,5%	26,1%			
3.0 A	19,8%	55,4%	24,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Alta tensión						
3.1 A	20,2%	40,2%	39,6%			
6.1 A	8,9%	11,4%	5,9%	9,6%	12,1%	52,0%
6.2	8,0%	11,0%	5,6%	9,3%	11,7%	54,4%
6.3	7,1%	9,9%	5,0%	8,6%	11,2%	58,2%
6.4 (1)	6,1%	9,2%	4,9%	8,5%	10,8%	60,5%

% de variación de (A) sobre (B)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
2.0A	0,0%					
2.0 DHA	-1,5%	1,4%				
2.0 DHS	-3,9%	-3,2%	9,8%			
2.1A	0,0%					
2.1 DHA	-0,8%	0,6%				
2.1 DHS	-0,1%	0,0%	0,1%			
3.0 A	0,0%	0,4%	-0,9%			
Alta tensión						
3.1 A	-0,5%	0,6%	-0,4%			
6.1 A	3,1%	2,8%	5,9%	4,5%	3,8%	-3,5%
6.2	-1,2%	-2,2%	10,8%	7,3%	23,0%	-6,7%
6.3	0,9%	0,5%	4,9%	1,5%	-1,9%	-0,5%
6.4 (1)	5,0%	2,2%	3,6%	1,0%	-2,2%	-0,9%

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 2020, desagregado por peaje de acceso y periodo horario, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2020. Con carácter general, la potencia contratada por período horario disminuye, respecto de la registrada en 2019, en todos los niveles de tensión, excepto en el período 3 de los peajes 3.0 y 3.1 (1-30 kV), los peajes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW y discriminación horaria (DHA y DHS), los períodos 5 y 6 del peaje 6.2 y todos los períodos horarios del peaje 6.3.

Cuadro I.4. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2020 desagregadas por peaje de acceso. Sistema Nacional

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2019					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	144.169	143.349	20.764	20.820	-	-	-
2.0 A	79.394	79.394					
2.0 A DHA	34.689	34.689					
2.0 A DHS	73	73					
2.1 A	6.314	6.314					
2.1 A DHA	3.719	3.719					
2.1 A DHS	14	14					
3.0 A	19.966	19.145	20.764	20.820			
Alta tensión	28.482	26.610	28.074	29.396	22.222	22.564	31.346
3.1 A (1-30 kV)	6.142	5.731	6.521	7.395	-	-	-
3.1 A (30-36 kV)	92	90	90	120	-	-	-
6.1 A	12.262	11.662	11.843	12.007	12.107	12.246	18.046
6.2	4.167	3.945	4.106	4.149	4.182	4.221	5.568
6.3	1.798	1.666	1.759	1.790	1.867	1.890	2.371
6.4 (1)	4.020	3.516	3.755	3.935	4.066	4.207	5.361
Total	172.651	169.958	48.838	50.216	22.222	22.564	31.346

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2020					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	143.478	142.598	19.995	21.138	-	-	-
2.0 A	68.794	68.794					
2.0 A DHA	45.007	45.007					
2.0 A DHS	134	134					
2.1 A	5.609	5.609					
2.1 A DHA	4.344	4.344					
2.1 A DHS	19	19					
3.0 A	19.572	18.692	19.995	21.138			
Alta tensión	26.810	24.921	26.128	28.148	20.944	21.989	30.857
3.1 A (1-30 kV)	5.689	5.308	5.916	7.401			
3.1 A (30-36 kV)	85	81	85	112			
6.1 A	11.541	10.889	11.058	11.244	11.340	11.729	17.567
6.2	4.155	3.879	4.020	4.096	4.116	4.402	5.881
6.3	1.843	1.710	1.793	1.824	1.892	1.961	2.461
6.4 (1)	3.497	3.054	3.255	3.471	3.597	3.898	4.949
Total	170.288	167.519	46.123	49.286	20.944	21.989	30.857

	Potencia facturada (MW)	% variación previsión de cierre 2020 sobre 2019					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	-0,5%	-0,5%	-3,7%	1,5%			
2.0 A	-13,4%	-13,4%					
2.0 A DHA	29,7%	29,7%					
2.0 A DHS	83,8%	83,8%					
2.1 A	-11,2%	-11,2%					
2.1 A DHA	16,8%	16,8%					
2.1 A DHS	40,0%	40,0%					
3.0 A	-2,0%	-2,4%	-3,7%	1,5%			
Alta tensión	-5,9%	-6,3%	-6,9%	-4,2%	-5,8%	-2,5%	-1,6%
3.1 A (1-30 kV)	-7,4%	-7,4%	-9,3%	0,1%			
3.1 A (30-36 kV)	-7,7%	-9,2%	-5,3%	-7,2%			
6.1 A	-5,9%	-6,6%	-6,6%	-6,4%	-6,3%	-4,2%	-2,7%
6.2	-0,3%	-1,7%	-2,1%	-1,3%	-1,6%	4,3%	5,6%
6.3	2,5%	2,7%	1,9%	1,9%	1,3%	3,7%	3,8%
6.4	-13,0%	-13,2%	-13,3%	-11,8%	-11,5%	-7,3%	-7,7%
Total	-1,4%	-1,4%	-5,6%	-1,9%	-5,8%	-2,5%	-1,6%

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

1.3 Previsión de la CNMC para el cierre de 2020

Según el Informe trimestral de la economía española para el tercer trimestre de 2020 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 2020 estará entre el -13% y el -16,6%, apreciándose una cierta recuperación con respecto a la tasa de variación intertrimestral del segundo trimestre que experimentó un descenso del -18,5%.

Según todas las estimaciones, la economía española experimentará un significativo retroceso en 2020.

El Banco de España ha elaborado dos escenarios⁹, en función de la evolución de la pandemia, que sitúan el descenso del PIB de 2020 entre -12,6% y -10,5%. La previsión de crecimiento de 2021 asociada a estos dos escenarios se situaría en el 4,1% y 7,3% respectivamente. Ambos escenarios se han elaborado considerando el supuesto de que la necesidad de aplicación de medidas de contención de la pandemia desaparecerá hacia mediados de 2021, como resultado de la eventual distribución de una solución médica efectiva, en forma de vacuna o tratamiento.

Según otras estimaciones el PIB en 2020 podría experimentar un retroceso de entre un -14,4% y un -10,0%. En concreto, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) estima un retroceso del 14,4%, la Fundación de las Cajas de Ahorro (FUNCAS)¹⁰ prevé una caída del PIB de -13%, el Fondo Monetario Internacional (FMI) una caída de -12,8%, la Unión Europea una caída del 12,4% y finalmente el Gobierno de España¹¹ estima que el retroceso alcanzará el -11,2%.

Para el año 2021 las estimaciones sobre la evolución de la economía española anticipan un crecimiento que podría oscilar entre el 7,9% previsto por FUNCAS y el 4,1% estimado por el Banco de España.

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

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

⁹ Véase ESCENARIOS MACROECONÓMICOS PARA LA ECONOMÍA ESPAÑOLA (2020-2022) actualizado a de septiembre de 2020, disponible en <https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletInEconomico/20/T3/descargar/Fich/be2003-it-Rec1.pdf>

potencia por peaje de acceso (véanse Cuadro I.5, Gráfico I.2, Cuadro I.6, Gráfico I.3, Cuadro I.7 y Gráfico I.4), 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 industrial) se contraerá por encima de la media nacional. La caída del consumo asociada a la pequeña y mediana empresa y a la industria será parcialmente compensada por el incremento de la demanda de los consumidores domésticos. Adicionalmente, se estima un aumento del movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW hacia peajes con discriminación horaria (DHA y DHS).

Cuadro I.5. Evolución de la demanda nacional en b.c.

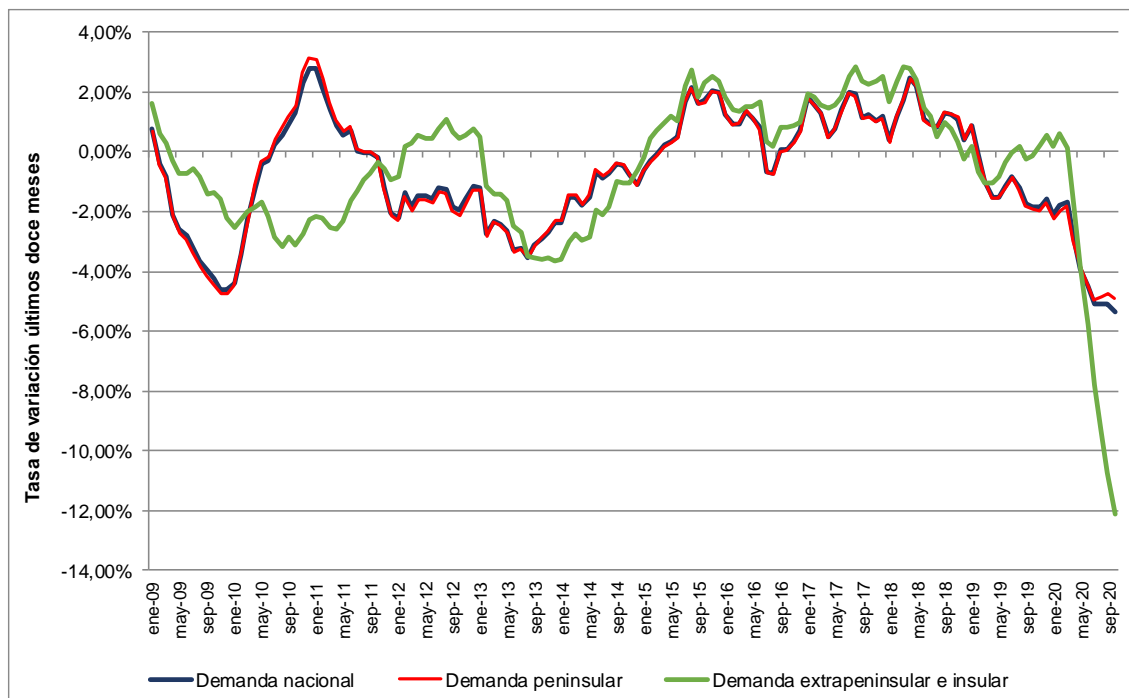
Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2018	2019	2020	19 s/ 18	20 s/ 19	19 s/ 18	20 s/ 19	19 s/ 18	20 s/ 19
Enero	23.824	24.566	23.824	3,11	-3,02	3,11	-3,02	0,85	-2,13
Febrero	22.449	21.281	20.978	-5,20	-1,42	-0,92	-2,28	-0,11	-1,81
Marzo	23.302	21.936	20.915	-5,86	-4,65	-2,58	-3,05	-1,00	-1,69
Abril	21.088	20.692	17.058	-1,88	-17,56	-2,41	-6,44	-1,50	-2,91
Mayo	21.308	21.134	18.300	-0,82	-13,41	-2,11	-7,79	-1,51	-3,91
Junio	21.613	21.257	19.349	-1,65	-8,97	-2,04	-7,98	-1,13	-4,50
Julio	23.662	24.222	23.127	2,37	-4,52	-1,37	-7,44	-0,84	-5,11
Agosto	23.510	22.708	21.989	-3,41	-3,17	-1,64	-6,89	-1,20	-5,09
Septiembre	22.123	21.293	20.484	-3,75	-3,80	-1,87	-6,56	-1,75	-5,10
Octubre	21.580	21.452	20.722	-0,59	-3,40	-1,75	-6,26	-1,84	-5,33
Noviembre	22.054	21.992		-0,28		-1,61		-1,85	
Diciembre	22.373	22.103		-1,21		-1,58		-1,58	
Anual	268.886	264.635	206.745						

Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Octubre 2020).

¹⁰ Véase Previsiones para la economía española 2020-2021 actualizado a de septiembre de 2020, disponible en <https://www.funcas.es/textointegro/previsiones-economicas-para-espana-2020-2021-septiembre-2020/>

¹¹ Véase Escenario macroeconómico 2020-2021 actualizado a 6 de octubre de 2020, disponible en [https://www.hacienda.gob.es/CDI/Varios/escenario_macroekon%C3%B3mico_2020-2021\(23_10_2020\).pdf](https://www.hacienda.gob.es/CDI/Varios/escenario_macroekon%C3%B3mico_2020-2021(23_10_2020).pdf)

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



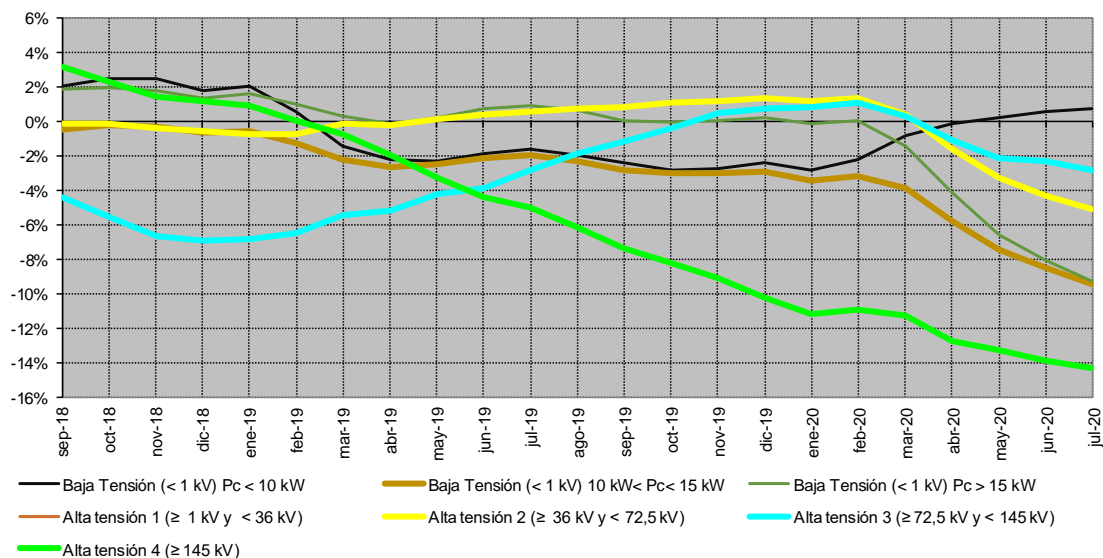
Fuente: REE

Cuadro I.6. 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
		P _c ≤ 10 kW	10 < P _c ≤ 15 kW	P _c > 15 kW					
2019	agosto	-1,9%	-2,2%	0,7%	0,1%	0,8%	-1,9%	-6,2%	-1,1%
	septiembre	-2,4%	-2,8%	0,1%	-0,3%	0,9%	-1,1%	-7,4%	-1,6%
	octubre	-2,8%	-3,0%	-0,1%	-0,1%	1,1%	-0,4%	-8,2%	-1,7%
	noviembre	-2,7%	-3,0%	0,1%	0,2%	1,2%	0,5%	-9,1%	-1,6%
	diciembre	-2,4%	-2,9%	0,3%	0,3%	1,3%	0,7%	-10,2%	-1,6%
2020	enero	-2,8%	-3,4%	-0,1%	-0,1%	1,2%	0,8%	-11,2%	-2,0%
	febrero	-2,2%	-3,2%	0,1%	0,0%	1,4%	1,1%	-11,0%	-1,7%
	marzo	-0,8%	-3,9%	-1,4%	-1,0%	0,4%	0,4%	-11,3%	-2,0%
	abril	-0,1%	-5,8%	-4,1%	-2,6%	-1,6%	-1,1%	-12,7%	-3,2%
	mayo	0,3%	-7,5%	-6,6%	-4,5%	-3,3%	-2,1%	-13,3%	-4,3%
	junio	0,6%	-8,5%	-8,0%	-5,8%	-4,3%	-2,3%	-13,9%	-5,0%
	julio	0,8%	-9,4%	-9,2%	-7,0%	-5,1%	-2,8%	-14,3%	-5,7%

Fuente: CNMC

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



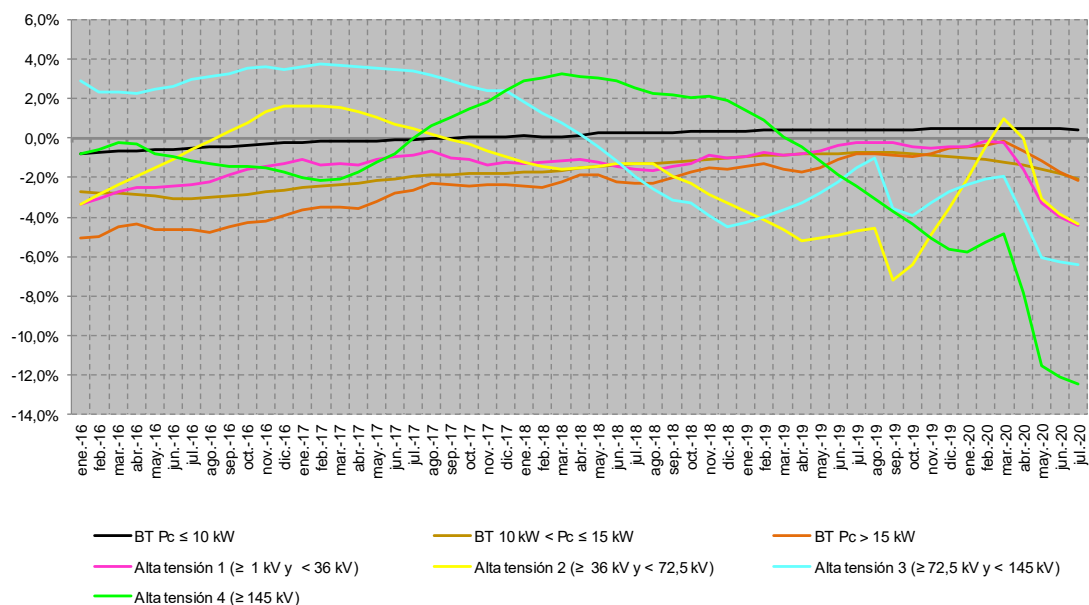
Fuente: CNMC

Cuadro I.7. Evolución de la potencia facturada 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 ($\geq 72,5$ kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc \leq 10 kW	10 < Pc \leq 15 kW	Pc > 15 kW					
2019	agosto	0,4%	-0,8%	-0,8%	-0,3%	-4,6%	-1,0%	-3,1%	-0,1%
	septiembre	0,4%	-0,8%	-0,9%	-0,2%	-7,2%	-3,6%	-3,7%	-0,2%
	octubre	0,4%	-0,8%	-0,9%	-0,4%	-6,4%	-3,9%	-4,4%	-0,2%
	noviembre	0,5%	-0,8%	-0,8%	-0,5%	-4,9%	-3,3%	-5,0%	-0,2%
	diciembre	0,5%	-0,9%	-0,5%	-0,4%	-3,5%	-2,7%	-5,7%	-0,1%
2020	enero	0,5%	-1,0%	-0,4%	-0,4%	-2,0%	-2,3%	-5,8%	-0,1%
	febrero	0,5%	-1,1%	-0,3%	-0,2%	-0,5%	-2,1%	-5,3%	0,0%
	marzo	0,5%	-1,2%	-0,2%	-0,2%	1,0%	-1,9%	-4,9%	0,1%
	abril	0,5%	-1,4%	-0,6%	-1,6%	0,0%	-4,0%	-7,8%	-0,2%
	mayo	0,5%	-1,6%	-1,2%	-3,3%	-3,0%	-6,1%	-11,5%	-0,7%
	junio	0,5%	-1,8%	-1,7%	-4,0%	-3,8%	-6,3%	-12,1%	-0,9%
	julio	0,4%	-2,0%	-2,2%	-4,4%	-4,3%	-6,4%	-12,5%	-1,0%

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 2020 para el total nacional y desagregadas por subsistemas.

Cuadro I.8. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2020. Sistema Nacional

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	29.326.916	141.899	19.692	20.043				62.858	37.692	7.899	-	-	-	108.449
2.0 A (P ≤ 10 kW)	18.092.949	68.442						36.285						36.285
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	9.608.630	45.298						15.374	17.295					32.669
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	30.020	135						57	45	43				145
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	461.615	5.570						3.003						3.003
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	346.301	4.356						1.805	2.579					4.383
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	1.724	19						9	8	6				24
3.0 A (P > 15 kW)	785.676	18.078	19.692	20.043				6.325	17.765	7.850				31.940
Alta tensión	112.815	24.892	26.249	27.791	20.867	21.912	30.870	11.263	16.775	11.635	9.902	12.696	53.522	115.793
3.1 A (1 kV a 30 kV)	87.884	5.355	6.112	7.130				2.664	5.565	5.396	-	-	-	13.625
3.1 A (30 kV a 36 kV)	753	81	87	103				170	42	75	-	-	-	287
6.1 A (1 kV a 30 kV)	20.140	10.811	10.979	11.164	11.260	11.648	17.480	4.696	5.941	3.250	5.123	6.335	24.804	50.150
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	2.910	3.864	4.006	4.082	4.101	4.387	5.861	1.741	2.381	1.376	2.210	3.188	11.297	22.192
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	436	1.727	1.810	1.841	1.910	1.979	2.480	721	983	540	871	1.090	5.553	9.757
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	692	3.054	3.255	3.471	3.597	3.898	5.048	1.270	1.864	998	1.698	2.083	11.869	19.783
Total	29.439.731	166.791	45.941	47.834	20.867	21.912	30.870	74.121	54.467	19.534	9.902	12.696	53.522	224.242

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.9. 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 2020. Sistema Peninsular

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	27.332.314	131.390	18.029	18.404				58.421	34.554	7.194	-	-	-	100.169
2.0 A (P ≤ 10 kW)	17.083.722	64.252						34.192						34.192
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	8.768.364	41.451						14.057	15.953					30.010
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	16.438	90						37	31	36				104
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	424.725	5.110						2.719						2.719
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	314.248	3.966						1.629	2.356					3.985
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	1.094	14						6	6	5				17
3.0 A (P > 15 kW)	723.723	16.507	18.029	18.404				5.781	16.208	7.154				29.143
Alta tensión	109.318	23.862	25.194	26.709	20.142	21.184	29.930	10.846	16.028	11.049	9.581	12.349	51.886	111.739
3.1 A (1 kV a 30 kV)	85.631	5.032	5.772	6.769				2.478	5.181	5.007	-	-	-	12.666
3.1 A (30 kV a 36 kV)	753	81	87	103				170	42	75	-	-	-	287
6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.930	10.148	10.310	10.490	10.583	10.969	16.615	4.479	5.600	3.064	4.821	6.006	23.289	47.259
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	2.880	3.820	3.961	4.035	4.054	4.339	5.787	1.728	2.359	1.365	2.191	3.170	11.176	21.987
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	435	1.727	1.810	1.841	1.909	1.978	2.480	721	983	540	871	1.090	5.553	9.757
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	690	3.053	3.255	3.471	3.596	3.898	5.048	1.270	1.864	998	1.698	2.083	11.869	19.782
Total	27.441.632	155.252	43.224	45.113	20.142	21.184	29.930	69.267	50.581	18.243	9.581	12.349	51.886	211.908

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

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 2020. Sistema Balear

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	719.578	4.425	839	816				1.687	1.420	298	-	-	-	3.405
2.0 A (P ≤ 10 kW)	298.203	1.433						639						639
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	350.570	1.802						622	632					1.254
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	3.637	16						6	4	2				13
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	15.174	187						110						110
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	16.933	209						82	99					181
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	170	2						1	1	0				2
3.0 A (P > 15 kW)	34.889	777	839	816				227	685	295				1.207
Alta tensión	1.186	366	375	384	249	250	322	141	256	169	83	73	430	1.151
3.1 A (1 kV a 30 kV)	788	122	131	137				59	129	119	-	-	-	308
3.1 A (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	393	216	217	218	219	220	286	73	113	44	73	65	375	744
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	5	27	27	29	30	30	37	8	13	6	9	8	56	99
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	720.764	4.791	1.214	1.200	249	250	322	1.828	1.676	467	83	73	430	4.556

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 2020. Sistema Canario

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	1.211.620	5.734	753	752				2.579	1.668	381	-	-	-	4.628
2.0 A (P ≤ 10 kW)	654.698	2.514						1.316						1.316
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	487.265	2.035						691	708					1.399
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	9.942	29						14	10	5				29
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	19.770	247						163						163
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	15.011	181						93	122					215
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	461	4						2	2	1				5
3.0 A (P > 15 kW)	24.473	724	753	752				300	826	375				1.501
Alta tensión	2.195	628	643	661	453	454	590	265	471	402	230	261	1.146	2.776
3.1 A (1 kV a 30 kV)	1.376	186	195	210				121	244	258				623
3.1 A (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-				-	-	-				-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	791	424	430	433	435	436	552	138	218	138	221	251	1.081	2.046
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	25	17	17	17	17	17	38	5	9	6	10	11	65	106
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.213.815	6.362	1.396	1.413	453	454	590	2.844	2.139	783	230	261	1.146	7.403

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase 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 2020. Sistema Ceutí

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	30.458	167	37	37				79	26	13	-	-	-	118
2.0 A (P ≤ 10 kW)	26.804	115						63						63
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	1.576	7						2	2					4
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	-	-						-	-	-				-
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	714	9						4						4
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	16	0						0	0					0
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	-	-						-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	1.348	36	37	37				9	24	13				47
Alta tensión	49	16	16	16	11	11	13	5	9	6	3	9	30	61
3.1 A (1 kV a 30 kV)	37	5	5	5				2	4	4				10
3.1 A (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-				-	-	-				-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	12	11	11	11	11	11	13	3	5	2	3	9	30	51
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	30.507	183	53	53	11	11	13	84	35	19	3	9	30	179

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase 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 2020. Sistema Melillense

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	32.946	184	34	35				92	24	13	-	-	-	129
2.0 A (P ≤ 10 kW)	29.521	129						75						75
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	854	4						2	2					3
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	3	0						0	0	0				0
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	1.232	16						7						7
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	93	1						1	1					2
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	-	-						-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	1.243	33	34	35				8	21	13				42
Alta tensión	66	20	20	21	12	12	14	7	12	10	5	4	29	67
3.1 A (1 kV a 30 kV)	52	9	8	9				4	7	7	-	-	-	17
3.1 A (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	14	12	12	12	12	12	14	3	5	3	5	4	29	49
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	33.012	204	54	55	12	12	14	99	35	23	5	4	29	195

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Por último, la demanda nacional en b.c. prevista por la CNMC para el cierre de 2020 asciende a 246.548 GWh, resultado de imponer a la demanda en consumo las mismas pérdidas por subsistema que las registradas en el ejercicio 2019 (véase Cuadro I.14).

Cuadro I.14. Previsión de la demanda en b.c. de las redes para el cierre de 2020

Sistema	2019 (GWh)	Últimos doce meses (nov 2019- oct 2020)			Previsión CNMC de cierre 2020	
		GWh	% variación respecto 2018	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 20 respecto 19
Peninsular	249.228	237.329	-4,8%	-4,9%	233.333	-6,4%
No peninsular	15.407	13.511	-12,3%	-12,1%	13.215	-14,2%
Baleares	6.115	4.976	-18,6%	-18,4%	4.934	-19,3%
Canarias	8.875	8.123	-8,5%	-8,3%	7.882	-11,2%
Ceuta	206	202	-1,9%	-1,8%	196	-4,9%
Melilla	211	209	-0,8%	-1,3%	203	-3,6%
Total Nacional	264.635	250.840	-5,2%	-5,3%	246.548	-6,8%

Fuente: CNMC

2. Previsión 2021

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

En el Cuadro I.15 se presenta la demanda en b.c. prevista por el OS para 2021. En particular, en el **sistema peninsular** en el escenario central el OS prevé un incremento de la demanda en barras de central del 3,3%, respecto del cierre previsto para 2020, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica¹² del 2,8%, una variación por temperatura del 0,8% y una variación por laboralidad del -0,3%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2021. En particular, el escenario inferior considera un incremento de la demanda en b.c. del 2,8%, basada en una variación de la actividad económica del 2,3%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 4,0% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 3,5%. 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 b.c. en Baleares en un 16,6%, el de Canarias en un 7,0%, el de Ceuta en un 1,0% y el de Melilla en un 1,9%. En el documento remitido por el OS relativo a la

¹² El OS no proporciona información sobre el PIB implícito en la variación de la demanda por actividad económica.

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.15. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2021

Sistema	Previsión OS de cierre 2020			Previsión OS 2021 (GWh)			% variación 2021 sobre 2020		
	GWh	% variación respecto 2019	% variación respecto últimos doce meses	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
<i>Peninsular</i>	234.182	-6,0%	-1,3%	240.842	241.967	243.469	2,8%	3,3%	4,0%
<i>No peninsular</i>	13.074	-15,1%	-3,2%	14.066	14.421	14.715	7,6%	10,3%	12,5%
Balears	4.755	-22,2%	-4,4%	5.528	5.545	5.819	16,3%	16,6%	22,4%
Canarias	7.909	-10,9%	-2,6%	8.126	8.460	8.477	2,7%	7,0%	7,2%
Ceuta	205	-0,5%	1,4%	207	207	208	1,0%	1,0%	1,4%
Melilla	205	-2,8%	-2,0%	205	209	211	0,2%	1,9%	2,8%
Total Nacional	247.256	-6,6%	-1,4%	254.908	256.388	258.184	3,1%	3,7%	4,4%

Fuente: OS

2.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.16 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 2021.

El escenario previsto para 2021 por las empresas distribuidoras implica un aumento de la demanda en consumo del 4,6%, 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 4,4% en el subsistema peninsular, del 9,7% en el subsistema Balear, del 7,7% en el subsistema canario, del 1,0% en el subsistema ceutí y del 1,7% 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, con la excepción del subsistema balear para el que las empresas estiman un menor crecimiento de la demanda de los consumidores de alta tensión y los subsistemas Ceutí y Melillense cuya demanda presenta incrementos similares a la media tanto para la baja como para la alta tensión.

Cuadro I.16. Previsión de demanda en consumo para 2021 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

Previsión de las empresas para el cierre 2020 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	98.737	3.726	4.629	118	129	107.340
2.0 TD	69.639	2.219	3.128	71	86	75.144
3.0 TD	29.098	1.507	1.501	47	42	32.195
Alta tensión	111.649	1.322	3.014	61	67	116.113
6.1 TD	59.819	1.211	2.908	61	67	64.066
6.2 TD	22.341	111	106	-	-	22.557
6.3 TD	9.707	-	0	-	-	9.708
6.4 TD (1)	19.782	-	0	-	-	19.783
Total	210.386	5.048	7.644	179	195	223.453

Previsión de las empresas para 2021 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	101.177	4.146	4.913	119	131	110.487
2.0 TD	70.224	2.493	3.247	72	84	76.120
3.0 TD	30.953	1.654	1.667	47	46	34.366
Alta tensión	118.379	1.393	3.322	62	68	123.224
6.1 TD	63.617	1.271	3.205	62	68	68.223
6.2 TD	23.205	123	116	-	-	23.444
6.3 TD	10.227	-	0	-	-	10.227
6.4 TD (1)	21.330	-	0	-	-	21.330
Total	219.556	5.540	8.235	181	199	233.711

% variación 2021 sobre 2020						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	2,5%	11,3%	6,1%	1,0%	1,8%	2,9%
2.0 TD	0,8%	12,3%	3,8%	1,0%	-2,4%	1,3%
3.0 TD	6,4%	9,7%	11,0%	1,0%	10,2%	6,7%
Alta tensión	6,0%	5,4%	10,2%	1,0%	1,7%	6,1%
6.1 TD	6,4%	4,9%	10,2%	1,0%	1,7%	6,5%
6.2 TD	3,9%	10,5%	10,0%	-	-	3,9%
6.3 TD	5,3%	-	10,0%	-	-	5,3%
6.4 TD	7,8%	-	10,0%	-	-	7,8%
Total	4,4%	9,7%	7,7%	1,0%	1,7%	4,6%

Fuente: Empresas y CNMC.

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

2.3 Previsión de la CNMC de demanda en consumo para 2021

Para el año 2021, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 4,1% y el 7,9% (Gobierno y FMI prevén un aumento de 7,2%, el BE entre el 4,1% y 7,3% dependiendo del escenario, la OCDE un aumento del 5%, la UE prevé un aumento del 5,4% y finalmente Funcas prevé un crecimiento del 7,9%).

La CNMC estima que en 2021 se recuperará, aproximadamente, la mitad de la demanda perdida durante el ejercicio 2020 como consecuencia de la crisis sanitaria, en línea con las previsiones del Operador del Sistema y de las empresas, así como con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes.

En contraposición a la previsión de cierre del ejercicio 2020, se estima que en 2021 la demanda asociada al consumo de la pequeña y mediana empresa y la industria aumentará por encima de la media en todos los subsistemas, mientras que la demanda asociado al consumo doméstico regresará a los niveles previos a la crisis sanitaria.

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 y la estructura de peajes de acceso vigentes.

Cuadro I.17. 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 2021. Sistema Nacional

Peaje de acceso	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		29.608.072	143.258	145.639	20.595	20.616	20.638	21.171	26.053	23.433	39.841	4.811	1.918	13.719	109.776
2.0 A	2.0 TD	18.267.736	68.466	69.260					9.453	7.883	13.674				31.010
2.0 A DHA	2.0 TD	9.700.892	45.318	45.834					10.271	9.106	18.450				37.826
2.0 A DHS	2.0 TD	30.281	135	136					56	51	124				231
2.1 A	2.0 TD	466.046	5.572	5.636					811	637	1.065				2.513
2.1 A DHA	2.0 TD	349.624	4.358	4.408					1.228	1.035	2.341				4.604
2.1 A DHS	2.0 TD	1.740	19	19					10	10	19				39
3.0 A	3.0 TD	791.754	19.390	20.346	20.595	20.616	20.638	21.171	4.225	4.712	4.167	4.811	1.918	13.719	33.553
Alta tensión		113.560	25.925	27.292	27.811	28.124	29.071	39.038	11.513	14.275	12.428	15.265	7.804	60.910	122.196
3.1 A (1-30 kV)	6.1 TD	88.456	5.564	6.350	6.350	6.350	6.350	7.406	1.598	1.849	1.656	1.941	795	6.515	14.354
3.1 A (30-36 kV)	6.2 TD	760	82	88	88	88	88	104	34	38	34	41	17	134	298
6.1 A	6.1 TD	20.269	11.448	11.588	11.770	11.858	12.131	17.942	5.475	6.560	5.795	7.036	3.523	24.486	52.876
6.2	6.2 TD	2.936	3.889	4.029	4.107	4.128	4.417	5.909	2.093	2.677	2.282	2.823	1.464	11.726	23.065
6.3	6.3 TD	440	1.787	1.876	1.908	1.982	2.053	2.569	823	1.062	955	1.200	611	5.622	10.273
6.4 (1)	6.4 TD	700	3.154	3.361	3.588	3.720	4.032	5.108	1.491	2.088	1.705	2.224	1.394	12.427	21.330
Total		29.721.633	169.183	172.931	48.406	48.741	49.709	60.209	37.566	37.708	52.269	20.076	9.722	74.630	231.971

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.18. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Nacional.

Peaje de acceso	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		29.608.072	142.653	20.461	20.825				59.979	41.477	8.320	-	-	-	109.776
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	18.267.736	68.466						31.010	-	-				31.010
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	9.700.892	45.318						17.807	20.019	-				37.826
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	30.281	135						94	73	64				231
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	466.046	5.572						2.513	-	-				2.513
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	349.624	4.358						1.895	2.709	-				4.604
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	1.740	19						16	14	9				39
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	791.754	18.785	20.461	20.825				6.644	18.662	8.246				33.553
Alta tensión		113.560	25.640	27.037	28.628	21.435	22.500	31.718	11.873	17.695	12.271	10.447	13.384	56.526	122.196
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	88.456	5.564	6.350	7.406				2.810	5.869	5.692				14.370
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	760	82	88	104				177	43	78				298
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	20.269	11.237	11.411	11.603	11.703	12.105	18.159	4.947	6.262	3.425	5.401	6.675	26.148	52.859
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	2.936	3.888	4.030	4.107	4.126	4.413	5.898	1.809	2.474	1.430	2.296	3.313	11.742	23.065
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	440	1.787	1.873	1.905	1.976	2.047	2.566	759	1.034	568	917	1.148	5.846	10.273
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	700	3.082	3.286	3.504	3.630	3.934	5.094	1.371	2.012	1.077	1.833	2.248	12.790	21.330
Total		29.721.633	168.293	47.498	49.453	21.435	22.500	31.718	71.852	59.172	20.590	10.447	13.384	56.526	231.971

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

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 2021. Sistema Peninsular

Peaje de acceso	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		27.598.809	132.536	134.901	18.830	18.851	18.873	19.431	23.990	21.508	36.785	4.456	1.769	12.355	100.863
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	17.251.467	64.266	65.055					8.935	7.418	12.866				29.219
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	8.854.461	41.460	41.969					9.349	8.277	16.885				34.511
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	16.599	90	91					29	27	78				135
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	428.895	5.111	5.174					751	584	977				2.311
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	317.333	3.967	4.015					1.118	935	2.132				4.184
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	1.104	14	14					5	4	10				18
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	728.949	17.628	18.582	18.830	18.851	18.873	19.431	3.805	4.263	3.837	4.456	1.769	12.355	30.484
Alta tensión		110.050	24.796	26.155	26.666	26.976	27.919	37.634	10.978	13.702	11.958	14.759	7.583	58.753	117.734
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	86.194	5.217	5.984	5.984	5.984	5.984	7.018	1.482	1.707	1.545	1.823	744	6.012	13.315
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	760	82	88	88	88	88	104	34	38	34	41	17	134	298
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	19.054	10.714	10.866	11.042	11.126	11.397	17.007	5.078	6.156	5.454	6.670	3.363	22.957	49.679
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	2.905	3.842	3.982	4.058	4.078	4.366	5.829	2.070	2.650	2.263	2.801	1.455	11.601	22.840
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	439	1.787	1.876	1.908	1.981	2.053	2.569	823	1.062	955	1.200	611	5.622	10.273
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	698	3.154	3.361	3.588	3.719	4.032	5.107	1.491	2.088	1.705	2.224	1.394	12.427	21.330
Total		27.708.858	157.332	161.056	45.497	45.827	46.792	57.065	34.968	35.211	48.743	19.215	9.352	71.109	218.597

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.20. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Sistema Peninsular.

Peaje de acceso	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		27.598.809	132.027	18.697	19.085				55.508	37.820	7.535	-	-	-	100.863
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	17.251.467	64.266						29.219	-	-				29.219
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	8.854.461	41.460						16.165	18.346	-				34.511
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	16.599	90						48	40	47				135
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	428.895	5.111						2.311	-	-				2.311
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	317.333	3.967						1.710	2.474	-				4.184
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	1.104	14						7	6	5				18
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	728.949	17.119	18.697	19.085				6.047	16.954	7.483				30.484
Alta tensión		110.050	24.529	25.900	27.462	20.653	21.715	30.703	11.414	16.872	11.625	10.093	13.002	54.726	117.734
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	86.194	5.217	5.984	7.018				2.605	5.446	5.264	-	-	-	13.315
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	760	82	88	104				177	43	78	-	-	-	298
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	19.054	10.521	10.688	10.875	10.971	11.372	17.226	4.708	5.887	3.220	5.068	6.314	24.482	49.679
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	2.905	3.841	3.983	4.057	4.076	4.363	5.818	1.795	2.450	1.418	2.276	3.292	11.609	22.840
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	439	1.787	1.873	1.905	2.047	2.566	2.566	759	1.034	568	917	1.148	5.846	10.273
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	698	3.082	3.285	3.503	3.630	3.934	5.094	1.371	2.011	1.077	1.833	2.248	12.790	21.330
Total		27.708.858	156.556	44.597	46.547	20.653	21.715	30.703	66.922	54.693	19.160	10.093	13.002	54.726	218.597

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

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 2021. Sistema Balear

Peaje de acceso	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		725.384	4.563	4.577	897	898	898	873	901	848	1.281	126	55	584	3.793
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	300.505	1.440	1.445					155	140	243				538
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	353.276	1.811	1.817					452	408	770				1.630
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	3.665	16	16					10	10	19				39
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	15.291	188	189					23	20	34				77
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	17.064	210	210					49	44	87				181
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	172	2	2					1	1	3				5
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	35.412	897	897	897	898	898	873	211	224	124	126	55	584	1.323
Alta tensión		1.192	394	394	397	399	401	482	187	206	111	115	54	600	1.273
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	792	129	138	138	138	138	144	38	58	29	29	13	157	324
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	395	237	228	230	231	232	300	136	132	72	76	37	385	839
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	5	28	28	30	30	31	37	13	16	9	9	4	58	110
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		726.576	4.957	4.971	1.295	1.297	1.299	1.355	1.089	1.054	1.391	240	109	1.184	5.066

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.22. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Sistema Balear.

Peaje de acceso	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		725.384	4.497	898	873				1.775	1.686	332	-	-	-	3.793
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	300.505	1.440						538	-	-				538
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	353.276	1.811						809	821	-				1.630
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	3.665	16						18	13	7				39
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	15.291	188						77	-	-				77
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	17.064	210						82	99	-				181
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	172	2						2	2	1				5
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	35.412	831	898	873				249	751	324				1.323
Alta tensión		1.192	385	394	404	262	263	338	156	283	187	91	80	476	1.273
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	792	129	138	144				66	143	132				341
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-				-	-	-				-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	395	228	229	230	231	232	301	81	125	48	81	72	414	822
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	5	28	28	30	30	31	38	9	14	6	10	8	62	110
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		726.576	4.882	1.292	1.276	262	263	338	1.931	1.969	519	91	80	476	5.066

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

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 2021. Sistema Canario

Peaje de acceso	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		1.220.366	5.808	5.809	796	796	796	795	1.106	1.026	1.697	218	90	736	4.874
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	659.344	2.515	2.515					324	291	505				1.120
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	490.722	2.036	2.036					468	419	792				1.679
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	10.013	29	29					16	14	27				58
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	19.910	247	247					34	30	50				114
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	15.117	181	181					61	55	121				237
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	464	4	4					4	4	7				15
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	24.796	796	796	796	796	796	795	199	213	196	218	90	736	1.652
Alta tensión		2.204	699	706	710	712	714	881	333	350	344	374	160	1.498	3.059
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	1.381	204	214	214	214	230	74	80	78	85	37	334	687	
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	794	474	471	475	477	479	608	249	259	256	276	118	1.097	2.255
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	26	19	19	19	19	43	10	11	10	13	5	67	116	
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total		1.222.570	6.507	6.515	1.506	1.508	1.510	1.676	1.439	1.376	2.042	592	250	2.234	7.933

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.24. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Sistema Canario.

Peaje de acceso	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		1.220.366	5.778	796	795				2.530	1.918	425	-	-	-	4.874
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	659.344	2.515						1.120	-	-	-	-	-	1.120
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	490.722	2.036						829	849	-	-	-	-	1.679
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	10.013	29						27	20	10				58
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	19.910	247						114	-	-				114
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	15.117	181						102	134	-				237
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	464	4						7	6	3				15
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	24.796	765	796	795				330	909	412				1.652
Alta tensión		2.204	689	706	726	497	499	649	292	519	443	254	288	1.263	3.059
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	1.381	204	214	230				134	269	285				687
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-				-	-	-				-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	794	465	471	475	477	479	605	152	240	152	243	276	1.191	2.255
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	26	19	19	19	19	43	6	10	6	11	12	72	116	
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total		1.222.570	6.467	1.502	1.521	497	499	649	2.822	2.437	868	254	288	1.263	7.933

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.25. 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 2021. Sistema ceutí

Peaje de acceso	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		30.480	167	168	37	37	37	37	25	24	35	6	2	23	114
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	26.823	115	115					17	16	27				60
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	1.577	7	7					1	1	2				3
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	-	-	-					-	-	-				-
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	715	9	9					1	1	2				4
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	16	0	0					0	0	0				0
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	-	-	-					-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	1.349	36	37	37	37	37	37	5	6	5	6	2	23	47
Alta tensión		49	16	16	16	16	18	18	8	9	8	9	4	25	63
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	37	5	5	5	5	5	5	1	1	1	2	1	4	10
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	12	11	11	11	11	11	13	6	7	7	8	3	21	53
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		30.529	183	184	53	53	53	55	32	32	43	15	6	48	177

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.26. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Sistema ceutí.

Peaje de acceso	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		30.480	167	37	37				75	26	13	-	-	-	114
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	26.823	115						60	-	-				60
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	1.577	7						2	2	-				3
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	-	-						-	-	-				-
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	715	9						4	-	-				4
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	16	0						0	0	-				0
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	-	-						-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	1.349	36	37	37				9	24	13				47
Alta tensión		49	16	16	16	11	11	13	5	9	6	3	9	31	63
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	37	5	5	5				2	4	4				10
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-				-	-	-				-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	12	11	11	11	11	11	13	3	5	2	3	9	31	53
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		30.529	183	53	53	11	11	13	80	35	19	3	9	31	177

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.27. 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 2021. Sistema Melillense

Peaje de acceso	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		33.033	184	185	35	35	35	35	31	28	43	6	2	22	131
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	29.598	130	130					22	19	33				73
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	856	4	4					1	1	1				3
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	3	0	0					0	0	0				0
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	1.235	16	16					2	2	3				6
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	93	1	1					0	0	1				1
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	-	-	-					-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	1.248	34	34	35	35	35	35	6	6	5	6	2	22	46
Alta tensión		66	20	20	21	21	21	23	7	8	7	8	3	34	68
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	52	9	8	8	8	8	9	2	2	2	2	1	8	18
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	14	12	12	12	12	12	14	5	6	5	6	3	26	50
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		33.099	205	205	56	56	56	58	38	36	50	14	6	56	199

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.28. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Sistema Melillense.

Peaje de acceso	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		33.033	184	34	35				91	26	14	-	-	-	131
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	29.598	130						73	-	-				73
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	856	4						2	2	-				3
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	3	0						0	0	0				0
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	1.235	16						6	-	-				6
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	93	1						1	1	-				1
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	-	-						-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	1.248	34	34	35				9	23	14				46
Alta tensión		66	20	20	21	12	12	14	7	12	10	5	4	30	68
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	52	9	8	9				4	7	7				18
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-				-	-	-				-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	14	12	12	12	12	12	14	3	5	3	5	4	30	50
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		33.099	205	54	56	12	12	14	97	38	24	5	4	30	199

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Finalmente, la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2021 (255.030 GWh) se ha obtenido imponiendo las pérdidas por subsistema registradas en 2019 (véase Cuadro I.29).

Cuadro I.29. Previsión de la demanda en b.c. para 2021

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2020		Previsión CNMC 2021	
	GWh	% variación 20 respecto 19	GWh	% variación 21 respecto 20
Peninsular	233.333	-6,4%	240.699	3,2%
No peninsular	13.215	-14,2%	14.332	8,5%
Baleares	4.934	-19,3%	5.486	11,2%
Canarias	7.882	-11,2%	8.445	7,1%
Ceuta	196	-4,9%	194	-1,1%
Melilla	203	-3,6%	207	1,7%
Total Nacional	246.548	-6,8%	255.030	3,4%

Fuente: CNMC

3. Previsión 2022-2025

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

En el Cuadro I.30 se muestra la previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema para el periodo 2022-2025. Según las previsiones del operador del sistema, la demanda registrará un incremento del 1% en el año 2022, situándose en el entorno del 2% de incremento en los tres años finales 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 enero de 2020 por el Ministerio de Transición Ecológica y el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético. Los escenarios de demanda nacional en barras de central de los años 2022 a 2024 se obtienen mediante una interpolación de la evolución de las demandas previstas por REE para 2020 y la demanda del escenario PNIEC Objetivo 2025.

Cuadro I.30. Previsión del OS en el periodo 2022-2025

Demanda b.c. (GWh)	Previsión 2022	Previsión 2023	Previsión 2024	Previsión 2025
Peninsular	244.255	248.297	253.471	258.143
Extrapeninsular	14.717	15.403	16.299	17.276
Baleares	5.631	5.787	6.016	6.233
Canarias	8.668	9.190	9.846	10.594
Ceuta	209	214	219	227
Melilla	209	212	218	222
Demanda redes	258.971	263.700	269.771	275.419

% variación año anterior	Previsión 2022	Previsión 2023	Previsión 2024	Previsión 2025
Peninsular	0,9%	1,7%	2,1%	1,8%
Extrapeninsular	2,0%	4,7%	5,8%	6,0%
Baleares	1,6%	2,8%	4,0%	3,6%
Canarias	2,5%	6,0%	7,1%	7,6%
Ceuta	0,9%	2,5%	2,4%	3,6%
Melilla	-0,1%	1,6%	2,8%	1,8%
Demanda nacional	1,0%	1,8%	2,3%	2,1%

Fuente: OS

3.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.31 se muestra la evolución del número de suministros, potencia facturada y consumo prevista por las empresas distribuidoras en el periodo 2022-2025. Según las previsiones de las empresas distribuidoras tanto la potencia como la demanda registrarán incrementos durante todo el periodo, en el caso de la demanda superiores en los suministros conectados en baja 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 entre el 0,4% en el año 2022 y el 0,7% en el año 2024 y 2025. Finalmente, prevén incrementos del consumo del 1% en los años 2022 y 2024 y del 1,1% y en los años 2023 y 2025.

Cuadro I.31. Previsión en el periodo 2022-2025 y tasas de variación (%) por las empresas distribuidoras

Grupo tarifario	2022			2023			2024			2025		
	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
Baja tensión	29.696.252	147.031	111.716	29.816.522	148.049	113.177	29.928.945	149.150	114.687	30.036.059	150.376	116.294
2.0 TD (BT ≤ 15 kW)	28.900.381	126.372	76.899	29.016.525	127.249	77.691	29.124.786	128.211	78.710	29.227.701	129.282	79.801
3.0 TD (BT > 15 kW)	795.871	20.659	34.817	799.997	20.800	35.486	804.160	20.939	35.977	808.359	21.094	36.493
Alta tensión	114.062	27.090	124.269	114.169	27.171	125.481	114.276	27.245	126.435	114.384	27.317	127.390
6.1 TD (1 kV < NT < 30 kV)	109.178	17.632	68.606	109.267	17.672	69.089	109.355	17.709	69.540	109.444	17.746	69.996
6.2 TD (30 kV ≤ NT < 72,5 kV)	3.731	4.160	23.699	3.747	4.181	23.985	3.763	4.199	24.194	3.779	4.215	24.395
6.3 TD (72,5 kV ≤ NT < 145 kV)	450	1.877	10.333	451	1.886	10.455	452	1.895	10.548	453	1.902	10.638
6.4 TD (NT > 145 kV)(1)	702	3.421	21.630	704	3.432	21.951	706	3.443	22.154	708	3.453	22.362
Total	29.810.313	174.120	235.984	29.930.691	175.220	238.657	30.043.222	176.395	241.122	30.150.444	177.693	243.684

Grupo tarifario	2022			2023			2024			2025		
	Clientes	Potencia facturada	Consumo	Clientes	Potencia facturada	Consumo	Clientes	Potencia facturada	Consumo	Clientes	Potencia facturada	Consumo
Baja tensión	0,4%	0,4%	1,1%	0,4%	0,7%	1,3%	0,4%	0,7%	1,3%	0,4%	0,8%	1,4%
2.0 TD (BT ≤ 15 kW)	0,4%	0,4%	1,0%	0,4%	0,7%	1,0%	0,4%	0,8%	1,3%	0,4%	0,8%	1,4%
3.0 TD (BT > 15 kW)	0,5%	0,6%	1,3%	0,5%	0,7%	1,9%	0,5%	0,7%	1,4%	0,5%	0,7%	1,4%
Alta tensión	0,1%	0,4%	0,8%	0,1%	0,3%	1,0%	0,1%	0,3%	0,8%	0,1%	0,3%	0,8%
6.1 TD (1 kV < NT < 30 kV)	0,1%	0,2%	0,6%	0,1%	0,2%	0,7%	0,1%	0,2%	0,7%	0,1%	0,2%	0,7%
6.2 TD (30 kV ≤ NT < 72,5 kV)	0,4%	0,8%	1,1%	0,4%	0,5%	1,2%	0,4%	0,4%	0,9%	0,4%	0,4%	0,8%
6.3 TD (72,5 kV ≤ NT < 145 kV)	0,3%	0,7%	1,0%	0,3%	0,5%	1,2%	0,3%	0,4%	0,9%	0,3%	0,4%	0,9%
6.4 TD (NT > 145 kV)(1)	0,3%	0,9%	1,4%	0,3%	0,3%	1,5%	0,3%	0,3%	0,9%	0,3%	0,3%	0,9%
Total	0,4%	0,4%	1,0%	0,4%	0,6%	1,1%	0,4%	0,7%	1,0%	0,4%	0,7%	1,1%

Fuente: Empresas
(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

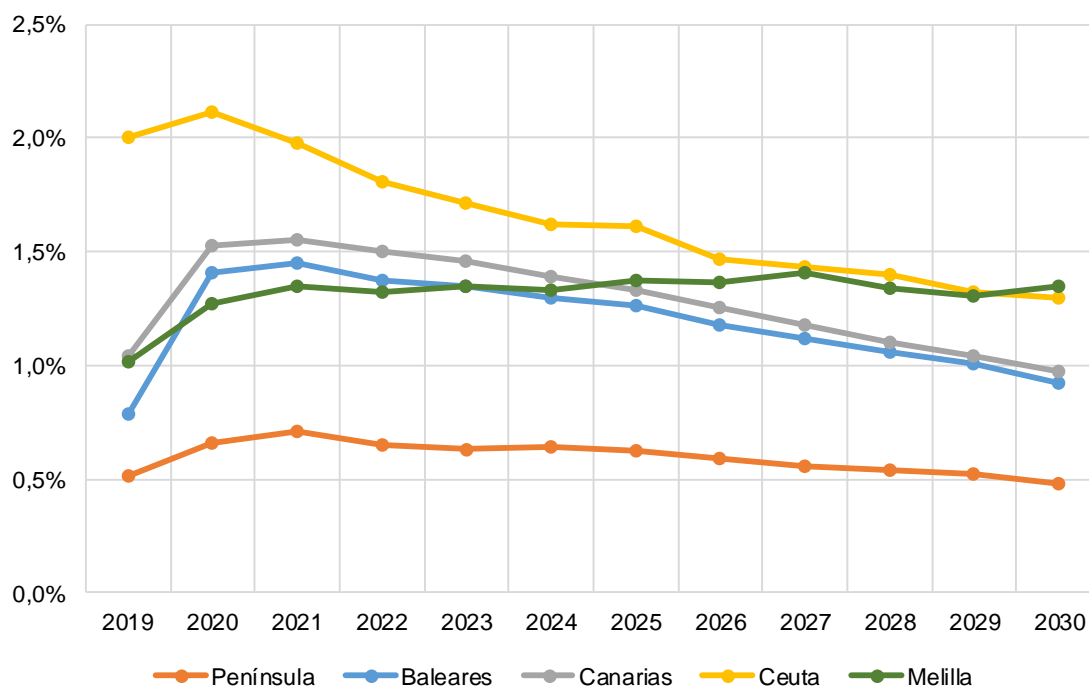
3.3 Previsión de la demanda en b.c. y en consumo de la CNMC

A continuación, se muestran la previsión de la demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el periodo regulatorio 2020-2025.

La demanda prevista resulta de considerar las siguientes hipótesis respecto de la evolución del consumo por sector de actividad, la penetración del vehículo eléctrico y las bombas de calor, la eficiencia energética, el autoconsumo para el periodo regulatorio 2020-2025, 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 la evolución del número de hogares prevista por el Instituto Nacional de Estadística (INE). En particular, según las previsiones del INE, el número de hogares aumentará en promedio el 0,6% en el subsistema peninsular, el 1,2% en el subsistema balear, el 1,3% en el subsistema canario, el 1,6% en el subsistema ceutí y el 1,3% en el subsistema melillense (véase Gráfico I.5).

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



Fuente: INE, Proyección de los hogares 2018-2033

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 de la implementación 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:

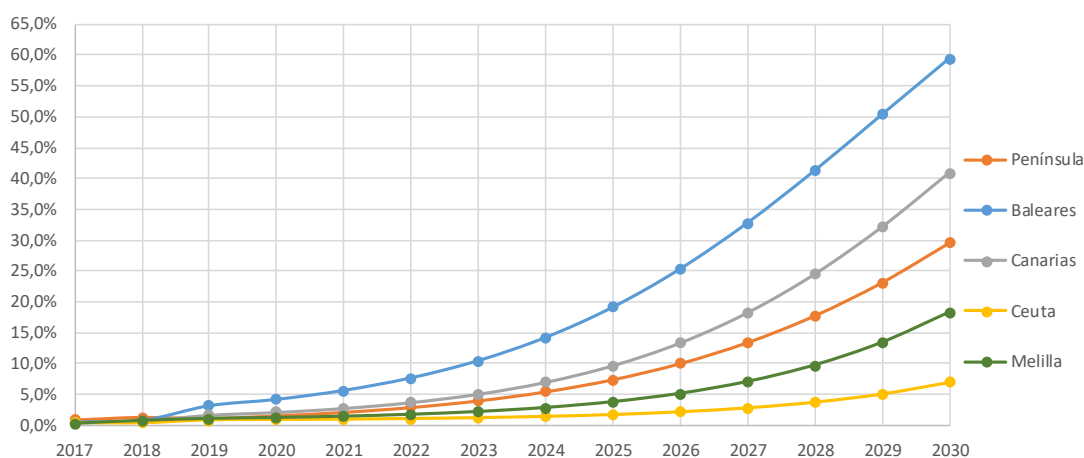
- El parque móvil de vehículos ligeros continuará creciendo hasta el 2025 siendo el incremento decreciente durante el periodo de previsión motivado por la ganancia de cuota de mercado de la utilización de vehículo de uso compartido.
- Se considera que las matriculaciones crecerán a un ritmo constante durante el periodo. En particular, se ha mantenido el incremento registrado en el último ejercicio con información disponible, esto es el 2,0% en el subsistema peninsular, el 2,4% en el subsistema balear, el 1,7% en el subsistema canario, el 0,9% en el subsistema ceutí y el 2,9% 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 distintas realidades. Cabe señalar que, entre otros factores, en la penetración del vehículo eléctrico las políticas específicas de las distintas Comunidades Autónomas¹³ 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, en la penetración del vehículo eléctrico representará, aproximadamente, el 8% 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

¹³ Ley 10/2019 de 22 de febrero de Cambio climático y transición energética de las Islas Baleares.

potencia y que el 50% restante se distribuyen homogéneamente durante el resto de horas.

Bajo estas hipótesis se estima que en 2025 habrá, aproximadamente, 600.000 vehículos eléctricos, lo que tendrá un impacto en la demanda consumida de 300 GWh y en la potencia contratada de 147 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 años¹⁴, 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 2,0 TWh.

Respecto de la penetración del autoconsumo, se ha considerado que anualmente el 1% de los suministros con potencia inferior a 15 kW instalarán 1,5 kW de potencia fotovoltaica y se acogerá a autoconsumo, el autoconsumo representará el 4% 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, derivado de la mejora de la eficiencia de los mismos y que la tasa de renovación de los electrodomésticos es del 10% anual, supuesta una vida útil de 10 años.

¹⁴ 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>

Por otra parte, se estima que en los años 2022 y 2023 se producirán incrementos significativos de la demanda no doméstica consecuencia de la recuperación económica que se producirá tras la pandemia. En particular, se considera que la recuperación económica que no se produzca en 2021 afectará en mayor medida al año 2022 que al año 2023.

A partir del 2023, se estima que la demanda asociada a la prestación de servicios, la demanda asociada al sector agrícola y la demanda asociada a los sectores del automóvil, de la construcción y alimentaria, textil y calzado presentarán incrementos moderados, parcialmente compensados por la adopción de medidas de eficiencia energética, mientras que la demanda industrial asociada a los sectores metalúrgico, químico y papelerero permanecerá 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 2022 a 2025 resultado de considerar las hipótesis anteriores. En particular, en el Cuadro I.32 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.33 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 2022-2025.

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 4% en 2025.

Cuadro I.32. 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)	2022	2023	2024	2025
Peninsular	222.631	223.870	224.054	224.318
Extrapeñinsular	13.854	14.055	14.144	14.246
Baleares	5.341	5.458	5.504	5.558
Canarias	8.127	8.207	8.247	8.293
Ceuta	184	187	188	189
Melilla	202	204	205	206
Demanda nacional	236.486	237.925	238.198	238.564

% variación demanda en consumo extraída de las redes	2022	2023	2024	2025
Peninsular	1,8%	0,6%	0,1%	0,1%
Extrapeñinsular	3,6%	1,5%	0,6%	0,7%
Baleares	5,4%	2,2%	0,9%	1,0%
Canarias	2,5%	1,0%	0,5%	0,5%
Ceuta	3,8%	1,5%	0,6%	0,6%
Melilla	1,8%	0,8%	0,5%	0,5%
Demanda nacional	1,9%	0,6%	0,1%	0,2%

2. Demanda en b.c.

2.1 Demanda en b.c. tomada de las redes

Demanda en b.c. de las redes (GWh)	2022	2023	2024	2025
Peninsular	244.918	246.057	246.036	246.101
Extrapeñinsular	14.847	15.063	15.159	15.268
Baleares	5.783	5.910	5.960	6.019
Canarias	8.653	8.738	8.780	8.829
Ceuta	201	204	205	206
Melilla	211	212	213	214
Demanda de redes	259.766	261.121	261.195	261.369

% variación demanda en b.c.	2022	2023	2024	2025
Peninsular	1,8%	0,5%	0,0%	0,0%
Extrapeñinsular	3,6%	1,5%	0,6%	0,7%
Baleares	5,4%	2,2%	0,9%	1,0%
Canarias	2,5%	1,0%	0,5%	0,5%
Ceuta	3,8%	1,5%	0,6%	0,6%
Melilla	1,8%	0,8%	0,5%	0,5%
Demanda nacional	1,9%	0,5%	0,0%	0,1%

2.2 Demanda autogenerada

Autoconsumo (GWh)	2022	2023	2024	2025
Peninsular	3.529	5.338	7.753	10.778
Extrapeeninsular	38	79	135	205
Baleares	14	27	44	66
Canarias	23	50	87	132
Ceuta	0	1	2	3
Melilla	1	1	2	3
Demanda nacional	3.567	5.417	7.889	10.983

% variación Autoconsumo	2022	2023	2024	2025
Peninsular	51,9%	51,3%	45,2%	39,0%
Extrapeeninsular	269,8%	110,0%	70,2%	51,8%
Baleares	169,0%	94,7%	65,1%	49,5%
Canarias	358,6%	117,9%	72,5%	52,8%
Ceuta		151,3%	80,9%	56,4%
Melilla	584,9%	128,8%	75,5%	54,1%
Demanda nacional	52,8%	51,9%	45,6%	39,2%

2.3 Demanda nacional en b.c.

Demanda nacional b.c. (GWh)	2022	2023	2024	2025
Peninsular	248.447	251.395	253.789	256.879
Extrapeeninsular	14.885	15.143	15.294	15.473
Baleares	5.797	5.936	6.004	6.085
Canarias	8.676	8.788	8.867	8.961
Ceuta	201	205	207	209
Melilla	211	214	216	218
Demanda nacional	263.332	266.538	269.083	272.352

% variación demanda nacional	2022	2023	2024	2025
Peninsular	2,2%	1,2%	1,0%	1,2%
Extrapeeninsular	3,8%	1,7%	1,0%	1,2%
Baleares	5,6%	2,4%	1,1%	1,3%
Canarias	2,7%	1,3%	0,9%	1,1%
Ceuta	4,0%	1,8%	1,0%	1,1%
Melilla	2,0%	1,1%	0,9%	1,1%
Demanda nacional	2,3%	1,2%	1,0%	1,2%

% penetración autoconsumo	2022	2023	2024	2025
Peninsular	1,4%	2,1%	3,1%	4,2%
Extrapeeninsular	0,3%	0,5%	0,9%	1,3%
Baleares	0,2%	0,5%	0,7%	1,1%
Canarias	0,3%	0,6%	1,0%	1,5%
Ceuta	0,2%	0,5%	1,0%	1,5%
Melilla	0,3%	0,6%	1,0%	1,6%
Demanda nacional	1,4%	2,0%	2,9%	4,0%

3. Pérdidas implícitas de redes

Pérdidas implícitas (%)	2022	2023	2024	2025
Peninsular	9,2%	9,0%	8,8%	8,6%
Extrapeñinsular	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%
Baleares	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
Canarias	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%
Ceuta	9,2%	9,2%	9,2%	9,2%
Melilla	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%
Demanda nacional	9,8%	9,7%	9,7%	9,6%

Fuente: CNMC

Cuadro I.33. Previsión de la demanda en consumo de la CNMC en el periodo 2022-2025

Sistema Nacional. Año 2022														
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	29.753.368	143.670.767	144.701.941	20.861.141	20.882.603	20.904.175	21.444.770	26.196.054	23.608.288	40.040.234	5.032.647	2.006.021	14.364.124	111.247.368
2.0 TD (BT ≤ 15 kW)	28.950.212	124.031.349	124.093.404	-	-	-	-	21.769.300	18.671.485	35.680.103	-	-	-	76.120.888
3.0 TD (BT > 15 kW)	803.156	19.639.418	20.608.537	20.861.141	20.882.603	20.904.175	21.444.770	4.426.755	4.936.803	4.360.131	5.032.647	2.006.021	14.364.124	35.126.480
Alta tensión	114.104	26.006.065	27.377.541	27.897.538	28.211.403	29.159.756	39.159.700	11.802.834	14.631.214	12.736.001	15.641.288	7.997.598	62.429.261	125.238.196
6.1 TD (1 kV < NT < 30 kV)	109.260	17.086.730	18.016.113	18.198.722	18.287.093	18.561.544	25.459.389	7.280.653	8.654.450	7.665.965	9.235.160	4.441.620	31.903.576	69.181.425
6.2 TD (30 kV ≤ NT < 72,5 kV)	3.703	3.977.801	4.124.028	4.202.505	4.222.680	4.512.858	6.023.619	2.141.370	2.735.019	2.333.058	2.883.884	1.491.679	11.944.321	23.529.330
6.3 TD (72,5 kV ≤ NT < 145 kV)	441	1.787.217	1.876.316	1.907.846	1.981.669	2.052.995	2.568.921	837.209	1.080.491	971.783	1.220.410	621.253	5.719.356	10.450.501
6.4 TD (NT > 145 kV) (1)	700	3.154.317	3.361.085	3.588.465	3.719.961	4.032.358	5.107.770	1.543.603	2.161.254	1.765.195	2.301.834	1.443.046	12.862.008	22.076.940
Total	29.867.472	169.676.832	172.079.482	48.758.679	49.094.007	50.063.931	60.604.470	37.998.889	38.239.502	52.776.235	20.673.935	10.003.619	76.793.385	236.485.564

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	29.893.187	143.978.687	145.043.786	21.042.771	21.064.426	21.086.191	21.631.736	26.234.010	23.658.509	40.098.548	5.105.326	2.035.078	14.576.348	111.707.819
2.0 TD (BT ≤ 15 kW)	29.082.238	124.168.631	124.255.892	-	-	-	-	21.740.761	18.647.739	35.675.113	-	-	-	76.063.612
3.0 TD (BT > 15 kW)	810.948	19.810.055	20.787.894	21.042.771	21.064.426	21.086.191	21.631.736	4.493.248	5.010.771	4.423.436	5.105.326	2.035.078	14.576.348	35.644.207
Alta tensión	114.648	26.087.171	27.463.069	27.984.013	28.298.301	29.248.406	39.281.454	11.896.091	14.745.893	12.835.086	15.762.392	8.059.755	62.918.148	126.217.365
6.1 TD (1 kV < NT < 30 kV)	109.796	17.160.725	18.094.266	18.277.683	18.366.442	18.642.124	25.570.384	7.347.681	8.733.511	7.735.323	9.318.134	4.481.354	32.194.230	69.810.232
6.2 TD (30 kV ≤ NT < 72,5 kV)	3.710	3.984.912	4.131.402	4.210.019	4.230.229	4.520.929	6.034.379	2.146.185	2.741.152	2.338.219	2.890.236	1.494.957	11.970.930	23.581.679
6.3 TD (72,5 kV ≤ NT < 145 kV)	442	1.787.217	1.876.316	1.907.846	1.981.669	2.052.995	2.568.921	841.738	1.086.336	977.040	1.227.012	624.614	5.750.297	10.507.036
6.4 TD (NT > 145 kV) (1)	700	3.154.317	3.361.085	3.588.465	3.719.961	4.032.358	5.107.770	1.560.487	2.184.894	1.784.503	2.327.011	1.458.830	13.002.693	22.318.418
Total	30.007.834	170.065.858	172.506.855	49.026.783	49.362.727	50.334.597	60.913.191	38.130.100	38.404.402	52.933.634	20.867.719	10.094.833	77.494.496	237.925.184

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	30.030.042	144.245.157	145.349.700	21.137.630	21.159.383	21.181.246	21.729.237	26.234.251	23.662.811	40.148.240	5.120.050	2.040.948	14.618.435	111.824.735
2.0 TD (BT ≤ 15 kW)	29.215.030	124.345.789	124.468.093					21.728.028	18.637.575	35.712.044				76.077.647
3.0 TD (BT > 15 kW)	815.012	19.899.368	20.881.607	21.137.630	21.159.383	21.181.246	21.729.237	4.506.223	5.025.236	4.436.196	5.120.050	2.040.948	14.618.435	35.747.088
Alta tensión	115.193	26.168.199	27.548.536	28.070.427	28.385.141	29.337.002	39.403.222	11.912.841	14.765.666	12.852.601	15.783.376	8.069.681	62.989.469	126.373.634
6.1 TD (1 kV < NT < 30 kV)	110.333	17.234.634	18.172.351	18.356.576	18.445.724	18.722.640	25.681.382	7.363.916	8.752.750	7.752.332	9.338.568	4.491.162	32.265.165	69.963.893
6.2 TD (30 kV ≤ NT < 72,5 kV)	3.717	3.992.031	4.138.784	4.217.540	4.237.786	4.529.008	6.045.149	2.147.506	2.742.834	2.339.644	2.891.993	1.495.862	11.978.290	23.596.129
6.3 TD (72,5 kV ≤ NT < 145 kV)	442	1.787.217	1.876.316	1.907.846	1.981.669	2.052.995	2.568.921	841.910	1.086.558	977.240	1.227.263	624.742	5.751.474	10.509.187
6.4 TD (NT > 145 kV) (1)	700	3.154.317	3.361.085	3.588.465	3.719.961	4.032.358	5.107.770	1.559.509	2.183.524	1.783.384	2.325.552	1.457.916	12.994.541	22.304.426
Total	30.145.235	170.413.355	172.898.236	49.208.057	49.544.524	50.518.248	61.132.459	38.147.092	38.428.477	53.000.841	20.903.426	10.110.630	77.607.903	238.198.368

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	30.165.040	144.552.580	145.709.733	21.231.731	21.253.581	21.275.543	21.826.010	26.254.555	23.684.390	40.252.188	5.134.816	2.046.835	14.660.643	112.033.427
2.0 TD (BT ≤ 15 kW)	29.345.991	124.564.683	124.735.178	-	-	-	-	21.735.321	18.644.646	35.803.195	-	-	-	76.183.162
3.0 TD (BT > 15 kW)	819.049	19.987.897	20.974.555	21.231.731	21.253.581	21.275.543	21.826.010	4.519.234	5.039.744	4.448.993	5.134.816	2.046.835	14.660.643	35.850.265
Alta tensión	115.740	26.249.352	27.634.147	28.156.987	28.472.127	29.425.750	39.525.236	11.929.629	14.785.484	12.870.156	15.804.407	8.079.630	63.060.958	126.530.263
6.1 TD (1 kV < NT < 30 kV)	110.873	17.308.661	18.250.571	18.435.606	18.525.145	18.803.299	25.792.615	7.380.187	8.772.032	7.769.378	9.359.048	4.500.992	32.336.258	70.117.895
6.2 TD (30 kV ≤ NT < 72,5 kV)	3.725	3.999.157	4.146.175	4.225.070	4.245.352	4.537.097	6.055.930	2.148.828	2.744.516	2.341.071	2.893.751	1.496.767	11.985.655	23.610.589
6.3 TD (72,5 kV ≤ NT < 145 kV)	443	1.787.217	1.876.316	1.907.846	1.981.669	2.052.995	2.568.921	842.082	1.086.781	977.440	1.227.514	624.869	5.752.651	10.511.338
6.4 TD (NT > 145 kV) (1)	700	3.154.317	3.361.085	3.588.465	3.719.961	4.032.358	5.107.770	1.558.531	2.182.155	1.782.266	2.324.094	1.457.002	12.986.394	22.290.442
Total	30.280.780	170.801.932	173.343.880	49.388.718	49.725.708	50.701.293	61.351.246	38.184.184	38.469.874	53.122.343	20.939.223	10.126.466	77.721.601	238.563.691

Fuente: CNMC

ANEXO II. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA

Ila.- Balances de potencia. Circular 3/2020. Año 2019

Flujos de potencia (MW). Periodo 1

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	28.786	12.503	6.570	6.633	0	2.553	7,05%	527	1,87%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	5.186	0	5.640	10.679	0	1.085	3,00%	285	1,64%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.733	0	0	14.721	8	2.931	8,09%	283	1,60%
1 kV < NT < 30 kV	1.199	0	0	0	23.047	9.017	24,89%	1.168	3,64%
NT ≤ 1 kV	8	0	0	0	0	20.646	56,98%	2.416	11,70%
Total	40.912	12.503	12.210	32.033	23.055	36.232	100,00%	4.680	

Flujos de potencia (MW). Periodo 2

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	27.936	11.951	6.724	6.860	0	2.080	5,61%	322	1,16%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.945	0	4.810	9.761	0	1.157	3,12%	168	1,07%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.068	0	0	13.314	6	3.038	8,20%	243	1,49%
1 kV < NT < 30 kV	1.861	0	0	0	19.221	11.617	31,33%	958	3,11%
NT ≤ 1 kV	1.603	0	0	0	0	19.184	51,74%	1.646	8,58%
Total	40.412	11.951	11.534	29.935	19.227	37.075	100,00%	3.337	

Flujos de potencia (MW). Periodo 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	26.477	11.069	6.522	6.482	0	2.164	6,07%	240	0,92%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.977	0	4.476	9.165	0	1.210	3,39%	195	1,31%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.620	0	0	12.261	6	3.102	8,70%	249	1,62%
1 kV < NT < 30 kV	2.038	0	0	0	17.430	11.575	32,48%	941	3,24%
NT ≤ 1 kV	1.675	0	0	0	0	17.591	49,35%	1.520	8,64%
Total	38.786	11.069	10.998	27.907	17.435	35.642	100,00%	3.144	

Flujos de potencia (MW). Periodo 4

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	25.965	10.787	6.373	6.433	0	2.135	6,10%	237	0,92%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.820	0	4.277	8.936	0	1.197	3,42%	196	1,36%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.750	0	0	12.097	6	3.052	8,72%	244	1,61%
1 kV < NT < 30 kV	1.942	0	0	0	17.247	11.225	32,08%	937	3,29%
NT ≤ 1 kV	1.665	0	0	0	0	17.383	49,68%	1.535	8,83%
Total	38.142	10.787	10.649	27.466	17.252	34.992	100,00%	3.149	

Flujos de potencia (MW). Periodo 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	20.745	8.242	4.586	4.970	0	2.704	8,76%	243	1,19%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.210	0	3.756	7.288	0	1.182	3,83%	225	1,84%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.414	0	0	10.565	5	3.020	9,78%	167	1,23%
1 kV < NT < 30 kV	2.071	0	0	0	14.693	9.390	30,42%	812	3,37%
NT ≤ 1 kV	1.292	0	0	0	0	14.569	47,20%	1.421	9,75%
Total	33.733	8.242	8.342	22.823	14.698	30.864	100,00%	2.869	

Flujos de potencia (MW). Periodo 6

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	25.137	10.962	5.119	5.539	0	3.084	9,70%	433	1,75%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.101	0	4.685	9.047	0	1.110	3,49%	221	1,49%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.429	0	0	12.680	8	2.289	7,20%	257	1,71%
1 kV < NT < 30 kV	1.135	0	0	0	20.656	6.789	21,35%	955	3,48%
NT ≤ 1 kV	6	0	0	0	0	18.531	58,27%	2.138	11,54%
Total	35.808	10.962	9.804	27.266	20.664	31.803	100,00%	4.005	

Fuente: CNMC

Ib.- Balances de energía. Circular 3/2020. Año 2019

Flujos de energía (MWh). Período 1

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	19.164.702	8.083.536	4.472.713	4.412.791	0	1.746.361	6,96%	449.301	2,40%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.162.828	0	3.392.878	6.857.095	0	850.083	3,39%	146.309	1,32%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.002.840	0	0	9.497.828	3.030	2.195.365	8,74%	172.208	1,47%
1 kV < NT < 30 kV	1.067.594	0	0	0	13.705.575	7.426.941	29,58%	702.791	3,33%
NT ≤ 1 kV	467.893	0	0	0	0	12.889.294	51,34%	1.287.205	9,99%
Total	27.865.858	8.083.536	7.865.591	20.767.714	13.708.605	25.108.044	100,00%	2.757.814	

Flujos de energía (MWh). Período 2

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	22.178.688	9.258.507	5.098.015	5.089.648	0	2.308.638	7,75%	423.880	1,95%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.896.472	0	3.958.473	7.926.729	0	1.095.620	3,68%	174.156	1,34%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.954.759	0	0	11.021.568	3.556	2.777.188	9,32%	208.935	1,51%
1 kV < NT < 30 kV	1.335.820	0	0	0	15.776.050	8.770.225	29,43%	827.490	3,37%
NT ≤ 1 kV	558.634	0	0	0	0	14.846.802	49,82%	1.491.439	10,05%
Total	32.924.373	9.258.507	9.056.488	24.037.946	15.779.607	29.798.473	100,00%	3.125.900	

Flujos de energía (MWh). Período 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	20.603.676	8.745.494	4.638.963	4.615.331	0	2.150.509	7,81%	453.379	2,25%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.224.548	0	3.613.031	7.104.678	0	1.113.279	4,04%	139.053	1,18%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.267.215	0	0	9.560.669	2.980	2.788.269	10,13%	167.291	1,35%
1 kV < NT < 30 kV	1.230.507	0	0	0	13.188.175	8.663.144	31,46%	659.866	3,02%
NT ≤ 1 kV	655.585	0	0	0	0	12.819.001	46,56%	1.027.740	8,02%
Total	29.981.531	8.745.494	8.251.995	21.280.678	13.191.155	27.534.202	100,00%	2.447.329	

Flujos de energía (MWh). Período 4

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	18.262.262	7.230.558	4.199.370	4.118.990	0	2.370.884	9,45%	342.459	1,91%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.090.020	0	2.989.415	6.233.828	0	980.791	3,91%	116.545	1,14%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.281.524	0	0	9.108.271	3.509	2.209.545	8,80%	148.983	1,32%
1 kV < NT < 30 kV	1.174.082	0	0	0	12.123.621	7.868.525	31,35%	643.026	3,22%
NT ≤ 1 kV	489.274	0	0	0	0	11.668.062	46,49%	948.342	8,13%
Total	27.297.162	7.230.558	7.188.785	19.461.089	12.127.130	25.097.807	100,00%	2.199.355	

Flujos de energía (MWh). Período 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	12.057.865	5.218.414	2.615.220	2.576.271	0	1.314.862	8,27%	333.098	2,84%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	1.661.106	0	2.111.088	3.983.350	0	706.006	4,44%	79.076	1,16%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	2.374.616	0	0	5.195.140	1.470	1.812.431	11,40%	91.884	1,31%
1 kV < NT < 30 kV	751.832	0	0	0	7.091.742	5.054.882	31,80%	359.969	2,96%
NT ≤ 1 kV	439.613	0	0	0	0	7.005.755	44,08%	527.070	7,52%
Total	17.285.033	5.218.414	4.726.308	11.754.760	7.093.212	15.893.936	100,00%	1.391.097	

Flujos de energía (MWh). Período 6

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	81.744.064	33.117.096	16.902.578	16.824.354	0	12.783.556	11,59%	2.116.480	2,66%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	14.503.286	0	14.260.402	27.104.401	0	5.625.432	5,10%	630.147	1,34%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	19.227.808	0	0	37.757.280	11.988	11.828.634	10,72%	792.886	1,60%
1 kV < NT < 30 kV	4.862.784	0	0	0	51.814.120	31.729.118	28,77%	3.005.581	3,60%
NT ≤ 1 kV	1.527.953	0	0	0	0	48.332.330	43,82%	5.021.731	10,39%
Total	121.865.895	33.117.096	31.162.980	81.686.035	51.826.109	110.299.070	100,00%	11.566.825	

Fuente: CNMC

