

I. DISPOSICIONES GENERALES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

7658 *Circular 3/2014, de 2 de julio, 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.*

La Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, establece entre las funciones reconocidas a los reguladores, la de fijar o aprobar, de acuerdo con criterios transparentes, los peajes de transporte y distribución o las metodologías para su cálculo. En particular, se establece que deberán ser públicas, fijarse o aprobarse con suficiente antelación respecto a su entrada en vigor, reflejar los costes y no ser discriminatorias.

El Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1228/2003, considera que la condición previa para una competencia efectiva en el mercado es el establecimiento de peajes transparentes y no discriminatorios.

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE establece que la Autoridad Regulatoria Nacional en el procedimiento de establecimiento de tarifas de red debe tener en cuenta los criterios del anexo XI. En particular, las tarifas de red deben tener en cuenta el ahorro derivado de las medidas de gestión de la demanda y la generación distribuida, así como señales de precios a efectos de desplazar la demanda de las horas de punta a las horas de valle.

El artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, incluye entre las funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la de establecer mediante Circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución, de acuerdo con el marco tarifario y retributivo establecido en la Ley del Sector Eléctrico y en su normativa de desarrollo. Estas Circulares serán publicadas en el «Boletín Oficial del Estado».

Asimismo, señala que a estos efectos se entenderá como metodología de cálculo de los peajes la asignación eficiente de los costes de transporte y distribución a los consumidores y a los generadores.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, modifica el marco tarifario establecido en la Ley 54/1997. En particular, establece la diferenciación de los peajes de acceso destinados a cubrir el coste de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en línea con lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE, de los cargos destinados a cubrir el resto de los costes regulados.

El artículo 16 de la Ley 24/2013 establece las características básicas de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución. Así, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deberán satisfacer los consumidores tendrán en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por periodos horarios y potencia, mientras que los peajes que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica tendrán en cuenta la energía vertida a las redes. Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de consumidores y generadores deben ser únicos a nivel nacional.

Adicionalmente, el Reglamento (UE) n.º 838/2010 de la Comisión, de 23 de septiembre de 2010, sobre la fijación de directrices relativas al mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte y a un planteamiento normativo común de la tarificación del transporte, establece en su anexo B que las tarifas de transporte medias anuales pagadas por los productores se situarán entre los 0 y los 0,5 Eur/MWh en el caso de España.

El mencionado Reglamento se encuentra en fase de revisión, a la espera de que ACER presente su dictamen a la Comisión Europea acerca del valor o valores límite adecuados de las tarifas de transporte pagadas por los productores para el periodo posterior al 1 de enero de 2015.

Por este motivo, se ha optado por asignar, de forma transitoria, un coste equivalente al importe que resulta de aplicar el valor máximo del peaje que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica (0,5 Eur/MWh), valor máximo que permite actualmente la legislación europea en vigor.

La metodología de peajes de transporte y distribución establecida en la presente Circular consiste en la definición de unas reglas explícitas para asignar los costes del transporte y la distribución de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo criterios de eficiencia en el uso de las redes. En este sentido, la asignación de los costes de transporte y distribución de la metodología se rige según el principio de causalidad de los costes de redes, debido a que cada peaje se calcula en función de los factores que inducen el coste de las redes de transporte y distribución, en particular, de la demanda de diseño de cada nivel de tensión. Asimismo, se imputan los costes de las redes de transporte y distribución que utilizan para su suministro a los distintos grupos tarifarios. Por último, se diferencian los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución en función de los distintos periodos horarios, incentivando el uso de redes en periodos donde la saturación de redes es menor y desincentiva el uso de las redes en periodos horarios de mayor demanda del sistema eléctrico donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

Por todo lo anterior, previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Electricidad, el Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión de 2 de julio de 2014, ha acordado emitir la presente Circular.

Primero. Objeto de la Circular.

Constituye el objeto de la presente Circular el establecimiento de la metodología para el cálculo anual de los precios de los peajes acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad, conforme dicta el artículo 16.1.a) de la Ley 24/2013.

Segundo. Ámbito de aplicación.

La presente circular será de aplicación para la determinación de los precios de los peajes de transporte y distribución que se establezcan a:

- a) Los consumidores, esto es, personas físicas o jurídicas que compran la energía eléctrica para su propio consumo, por sí mismas o a través de un comercializador.
- b) Los productores de energía eléctrica por cada una de sus instalaciones, por la energía neta generada vertida a la red. Esto es, la energía bruta descontados los consumos propios.
- c) Los productores de energía eléctrica, por los consumos propios, siempre que utilicen las redes de transporte o de distribución.
- d) Los autoconsumidores por la energía consumida o vertida a la red, dependiendo de la modalidad de autoconsumo.
- e) Las centrales de bombeo por la energía vertida a la red y por la consumida.
- f) Las exportaciones de energía eléctrica que se realicen con destino en países no miembros de la Unión Europea, independientemente del país de origen.
- g) Las importaciones de energía eléctrica que tengan su origen en países terceros que no sean miembros de la Unión Europea.

Tercero. Terminología.

A los efectos de lo establecido en esta Circular se entenderá por:

i. Sistema eléctrico: conjunto de instalaciones necesarias para el suministro de electricidad, que comprende las instalaciones de producción eléctrica, transporte y distribución.

ii. Grupo tarifario: agrupación de suministros con las mismas características de conexión a un mismo nivel de tensión tarifario y con una misma discriminación horaria.

iii. Niveles de tensión tarifario: niveles de tensión que definen cada peaje de transporte y distribución, esto es NT0 (tensiones no superiores a 1 kV), NT1 (tensiones mayores de 1 kV y no superiores a 36 kV), NT2 (tensiones mayores de 36 kV y no superiores a 72,5 kV), NT3 (tensiones mayores de 72,5 kV y no superiores a 145 kV) y NT4 (tensiones superiores a 145 kV).

iv. Discriminación horaria: diferenciación de las horas del año en periodos horarios de cada peaje de transporte y distribución. Si no existe discriminación horaria, únicamente hay un periodo horario; discriminación horaria en dos periodos (punta y valle); discriminación horaria en tres periodos (punta, llano y valle) y discriminación horaria en seis periodos (P1 a P6, siendo P1 el periodo de punta y P6 el periodo de valle).

v. Periodo horario: agrupación de las horas del año con las mismas características, a efectos de la discriminación horaria de los peajes de transporte y distribución.

vi. Términos de facturación: términos de potencia y de energía en cada periodo horario de los peajes de transporte y distribución.

vii. Demanda en barras de central (b.c.): Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo hay que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

viii. Monótona del sistema: demanda horaria en b.c. ordenada de mayor a menor potencia para todas las horas en un periodo, por ejemplo el año.

ix. Curva de carga del sistema: demanda horaria en barras de central para el sistema eléctrico en un periodo, por ejemplo el año.

x. Curva de carga de un colectivo de consumidores: potencia horaria demandada por un colectivo de consumidores a lo largo de un periodo, por ejemplo en un año.

xi. Consumos propios de generación: Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción. Los consumos propios incluyen:

a) Servicios auxiliares de centrales de producción: Son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central (en carga, arranques, paradas y emergencias).

b) Suministro a equipamientos y accionamientos eléctricos asociados a los diversos procesos de la central (incluyen instalaciones de control, telecomunicaciones, instalaciones mecánicas, fuerza y alumbrado).

Cuarto. Principios generales.

La metodología asignativa objeto de la presente Circular se basa en los siguientes principios tarifarios:

i. Suficiencia. Los peajes de transporte y distribución resultantes de la asignación de los costes de transporte y distribución, descritos en el punto quinto de la presente Circular, garantizan la recuperación de dichos costes, de acuerdo con las previsiones realizadas.

ii. Eficiencia. Los peajes de transporte y distribución calculados con la metodología de la presente Circular, asignan los costes de las redes a cada grupo tarifario según el principio de causalidad, evitando subsidios cruzados entre grupos tarifarios e incentivando la eficiencia en el uso de la red de transporte y distribución.

iii. Aditividad. Los peajes de transporte y distribución incluyen de forma aditiva los costes de transporte y distribución que les corresponde a cada grupo tarifario.

iv. Transparencia y objetividad. Los criterios de asignación de costes de transporte y distribución, la información de entrada y los parámetros aplicados en la metodología están definidos explícitamente en la presente Circular y son públicos.

v. No discriminación en los peajes de transporte y distribución entre los usuarios de la red con las mismas características (conectados a un mismo nivel de tensión tarifario y con la misma discriminación horaria), esto es, que pertenecen al mismo grupo tarifario.

vi. Los peajes de transporte y distribución son únicos en todo el territorio nacional.

Quinto. Costes que incluyen los peajes de transporte y distribución.

1. Son objeto de asignación, conforme a la metodología descrita en la presente Circular, los siguientes conceptos de coste:

i. La retribución anual de la actividad de transporte, establecida en la correspondiente normativa.

ii. La retribución anual de la actividad de distribución, incluyendo la retribución de la gestión comercial reconocida a las empresas distribuidoras, establecida en la correspondiente normativa.

2. Se incluyen, en su caso, las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores.

3. En la determinación de los costes que se imputen anualmente a los peajes de transporte y distribución se incluye:

i. El resultado de los ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales de electricidad, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la correspondiente normativa.

ii. Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores.

4. Los ingresos resultantes de los apartados 2 y 3 del punto sexto de la presente Circular, se considerarán un menor coste de transporte o de distribución a asignar en los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores.

Sexto. Definición de los peajes de transporte y distribución.

A efectos de la aplicación de la presente metodología los peajes de transporte y distribución son los siguientes:

1. Peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores.

Los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, que se diferencian por niveles de tensión tarifarios y periodos horarios conforme establece el artículo 16.2 de la Ley 24/2013, son los siguientes:

a) Los peajes de transporte y distribución de baja tensión, de aplicación a suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV (nivel de tensión tarifario NT0), son los siguientes:

i. Peaje 2.0TD de aplicación a suministros conectados en baja tensión, con potencia contratada no superior a 15 kW y sin discriminación horaria. Este peaje consta de un término de potencia contratada y de un término de energía consumida. No obstante, los consumidores acogidos a este peaje que dispongan de equipo de medida con capacidad para discriminar, al menos, por periodos horarios, podrán discriminar su consumo en dos periodos (Peaje 2.02TD) o en tres periodos horarios (Peaje 2.03TD). En estos dos últimos casos, se factura un único término de potencia contratada y sus términos de facturación de la energía consumida son dos y tres, respectivamente.

ii. Peaje 3.0TD de aplicación a suministros conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los tres periodos horarios. Este peaje consta de tres periodos horarios y sus términos de facturación son tres términos de potencia contratada y tres términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

b) Los peajes de transporte y distribución de alta tensión, de aplicación a los suministros efectuados a tensiones superiores a 1 kV, son los siguientes:

i. Peaje 6.1TD de aplicación a suministros conectados en tensiones comprendidas entre 1 kV y 36 kV (nivel de tensión tarifario NT1). Este peaje consta de 6 periodos horarios y sus términos de facturación son seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

ii. Peaje 6.2TD de aplicación a suministros conectados en tensiones comprendidas entre 36 kV y 72,5 kV (nivel de tensión tarifario NT2). Este peaje consta de 6 periodos horarios y sus términos de facturación son seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

iii. Peaje 6.3TD de aplicación a suministros conectados en tensiones comprendidas entre 72,5 kV y 145 kV (nivel de tensión tarifario NT3). Este peaje consta de 6 periodos horarios y sus términos de facturación son seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

iv. Peaje 6.4TD de aplicación a suministros conectados en tensiones superiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT4). Este peaje consta de 6 periodos horarios y sus términos de facturación son seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

v. Peaje 6.5TD de aplicación a las exportaciones de energía eléctrica que se realicen con destino a países no miembros de la Unión Europea. Este peaje consta de 6 periodos horarios y sus términos de facturación son seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Los precios de los términos de potencia y energía del peaje 6.5 TD serán los mismos que resulten de la aplicación de la metodología para el peaje 6.4 TD.

El criterio de potencias contratadas crecientes deberá cumplir en todo caso con las restricciones derivadas de los equipos de medida conforme a lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

2. Peajes de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía eléctrica.

En tanto se revisa el Reglamento (UE) n.º 838/2010 de la Comisión, de 23 de septiembre de 2010, sobre la fijación de directrices relativas al mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte y a un planteamiento normativo común de la tarificación del transporte, y teniendo en cuenta que la Ley 24/2013 establece que el peaje de transporte y distribución de generadores deberá ser único a nivel nacional y tener en cuenta la energía vertida a las redes, se define un único peaje por MWh vertido en las redes.

3. Peajes de transporte y distribución de aplicación a las centrales de bombeo.

En tanto permanezca en vigor la Disposición adicional segunda del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, el peaje de transporte y distribución que deberán satisfacer las centrales de bombeo por la energía vertida a la red y la consumida coincide con el peaje de acceso para estas centrales establecido en dicha normativa.

4. Peajes de transporte y distribución de aplicación a importaciones de energía de país terceros no miembros de la Unión Europea.

Las importaciones de energía de países terceros no miembros de la Unión Europea tendrán el mismo tratamiento que el aplicado a los productores de energía eléctrica situados en el territorio nacional.

Séptimo. *Periodos horarios de los peajes de transporte y distribución a aplicar a los consumidores.*

A efectos de la aplicación de la presente metodología los periodos horarios de los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución a aplicar a los consumidores son los siguientes:

1. Discriminación horaria de dos periodos, de aplicación al peaje 2.02TD.

La discriminación horaria de dos periodos diferencia las horas del año en dos periodos horarios: periodo 1 (punta), periodo 2 (valle). Se consideran horas de los periodos horarios 1 y 2 en todas las zonas (Península, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) a las siguientes:

Invierno		Verano	
P1	P2	P1	P2
12h-22h	0h-12h 22h-24h	13h-23h	0h-13h 23h-24h

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa, coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

2. Discriminación horaria de tres periodos, de aplicación al peaje 2.03TD y 3.0TD.

La discriminación horaria de tres periodos diferencia las horas del año en tres periodos horarios: periodo 1 (punta), periodo 2 (llano) y periodo 3 (valle). Se consideran horas punta, llano y valle las siguientes:

Invierno y Verano (lunes a viernes laborables)

Península, Baleares y Canarias			Ceuta y Melilla		
P1	P2	P3	P1	P2	P3
10h-14h 18h-22h	8h-10h 14h-18h 22h-24h	0h-8h	11h-15h 19h-23h	8h-11h 15h-19h 23h-24h	0h-8h

Se consideran como horas del periodo 3 (valle) todas las horas de los sábados, domingos, el 6 de enero y los días festivos de ámbito nacional, definidos como tales en el

calendario oficial del año correspondiente, con exclusión de los festivos sustituibles, así como los que no tienen fecha fija.

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

3. Discriminación horaria de seis periodos, de aplicación a los peajes 6.1TD, 6.2TD, 6.3TD y 6.4TD.

La discriminación horaria de seis periodos diferencia las horas del año en seis periodos horarios (de P1 a P6), en función de la temporada, el día de la semana y la hora del día.

a) Definición de las temporadas eléctricas: A efectos de la aplicación en los peajes de transporte y distribución, se considerará el año dividido en temporadas, incluyendo en cada una los siguientes meses:

Sistema Peninsular:

- i. Temporada alta: enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre.
- ii. Temporada media: junio, julio, agosto, septiembre y octubre.
- iii. Temporada baja: abril y mayo.

Canarias:

- i. Temporada alta: enero, febrero, agosto, septiembre y octubre.
- ii. Temporada media: marzo, junio, julio, noviembre y diciembre.
- iii. Temporada baja: abril y mayo.

Baleares:

- i. Temporada alta: enero, junio, julio, agosto y septiembre.
- ii. Temporada media: febrero, marzo, mayo, octubre y diciembre.
- iii. Temporada baja: abril y noviembre.

Sistema Ceuta:

- i. Temporada alta: enero, febrero, julio, agosto y diciembre.
- ii. Temporada media: marzo, junio, septiembre, octubre y noviembre.
- iii. Temporada baja: abril y mayo.

Melilla:

- i. Temporada alta: enero, junio, julio, agosto y septiembre.
- ii. Temporada media: febrero, marzo, mayo, octubre y diciembre.
- iii. Temporada baja: abril y noviembre.

b) Definición de los tipos de días: A efectos de la aplicación de los peajes de transporte y distribución, los tipos de días se clasifican de la siguiente forma:

- i. Tipo A: De lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- ii. Tipo B: De lunes a viernes no festivos de temporada media.
- iii. Tipo C: De lunes a viernes no festivos de temporada baja.
- iv. Tipo D: Sábados, domingos, festivos y 6 de enero.

Se consideran a estos efectos como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión de los festivos sustituibles, así como los que no tienen fecha fija.

c) Definición de los periodos horarios: A efectos de la aplicación de los peajes de transporte y distribución la composición de los seis periodos horarios es la siguiente:

Periodos horarios	Duración
P1	Comprende 8 horas diarias de los días tipo A.
P2	Comprende 8 horas diarias de los días tipo A.
P3	Comprende 8 horas diarias de los días tipo B.
P4	Comprende 8 horas diarias de los días tipo B.
P5	Comprende 16 horas diarias de los días tipo C.
P6	Resto de horas no incluidas en los anteriores.

Los horarios a aplicar por tipo de día en la Península, Baleares y Canarias son los siguientes:

Periodo Horario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
P1	De 10h a 14h De 18h a 22h	–	–	–
P2	De 8h a 10h De 14h a 18h De 22h a 24h	–	–	–
P3	–	De 10h a 14h De 18h a 22h	–	–
P4	–	De 8h a 10h De 14h a 18h De 22h a 24h	–	–
P5	–	–	De 8h a 24h	–
P6	De 0h a 8h	De 0h a 8h	De 0h a 8h	De 0h a 24h

Los horarios a aplicar por tipo de día en la Ceuta y Melilla son los siguientes:

Periodo Horario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
P1	De 11h a 15h De 19h a 23h	–	–	–
P2	De 8h a 11h De 15h a 19h De 23h a 24h	–	–	–
P3	–	De 11h a 15h De 19h a 23h	–	–
P4	–	De 8h a 11h De 15h a 19h De 23h a 24h	–	–
P5	–	–	De 8h a 24h	–
P6	De 0h a 8h	De 0h a 8h	De 0h a 8h	De 0h a 24h

Octavo. *Metodología de asignación de costes de transporte y distribución, excepto los costes de gestión comercial.*

La metodología de asignación de los costes de transporte y distribución, excepto los costes de gestión comercial, para establecer los correspondientes peajes, cuyo detalle se recoge en los anexos I y II de la presente Circular, responde a los siguientes criterios:

1. Determinación de los costes de transporte y distribución que se debe asignar a los peajes de generación.

En tanto se revisa anexo B del Reglamento (UE) n.º 838/2010 de la Comisión, de 23 de septiembre de 2010, sobre la fijación de directrices relativas al mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte y a un planteamiento normativo común de la tarificación del transporte, se asigna a los peajes de transporte y distribución de los generadores un coste equivalente al importe que resulta de considerar el valor máximo previsto en el citado Reglamento (UE) n.º 838/2010.

Asimismo, en tanto permanezca en vigor lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, no se aplicará la metodología de asignación de los costes de las redes de transporte y distribución incluida en la presente Circular a los peajes de transporte y distribución de las centrales de bombeo.

2. Determinación de los costes de transporte y de distribución que se debe asignar a los peajes de transporte y distribución de los consumidores.

Los costes de las redes de transporte y distribución que anualmente se asignarán en los peajes de transporte y distribución de los consumidores serán los establecidos en el punto quinto de la presente Circular, desglosados de la siguiente forma:

i. El coste de la red de transporte que resulte de considerar la retribución reconocida anualmente al transporte, teniendo en cuenta, en su caso, las revisiones y los desvíos de años anteriores de la retribución del transporte, minorado por la previsión de ingresos resultante de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía eléctrica conectados a redes de transporte, incluyendo los consumos propios de las centrales de bombeos y la previsión del resultado de los otros ingresos o pagos resultantes del transporte intracomunitario y de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución.

ii. El coste de la red de distribución que resulte de considerar la retribución reconocida anualmente a la distribución (excluyendo el coste de gestión comercial reconocido a los distribuidores), teniendo en cuenta, en su caso, las revisiones y los desvíos de años anteriores de la retribución de la distribución, minorado por la previsión de ingresos resultante de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía eléctrica conectados a redes de distribución.

3. Desglose del coste de transporte y distribución por niveles tarifarios.

Se aplica el criterio de asignar a cada grupo tarifario aquellos costes de las redes que utiliza. Para ello se desglosa los costes de las redes entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT4).

Los costes de transporte definidos en el apartado 2.(i) del presente punto, se consideran costes del nivel de tensión tarifario NT4 (tensión superior a 145 kV).

Los costes de distribución definidos en el apartado 2.(ii) se desglosan entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT3), teniendo en cuenta información declarada por las empresas distribuidoras en las correspondientes Circulares de la CNMC, en aplicación del artículo 11 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el

que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica y el artículo 9 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

4. Asignación de los costes de transporte y distribución, desglosados por niveles de tensión tarifarios, entre los términos de potencia contratada y de energía consumida de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores.

La determinación de la parte del coste de las redes de transporte y distribución que se debe recuperar con cargo a los términos de facturación de potencia contratada y de energía consumida de los peajes de transporte y distribución responde a los principios de aditividad y de causalidad de los costes de las redes descritos en el punto cuarto de la presente Circular. En particular, los peajes de transporte y distribución se calculan de forma aditiva y en función de factores que inducen el coste de las redes, siendo el factor fundamental la potencia en punta de diseño de la red de cada nivel de tensión tarifario.

Por ello se calcula el coste de transporte y distribución desglosado por nivel de tensión tarifario que está asociado a la potencia y a la energía circulada por las redes. La relación entre el coste de la red asociado a la potencia respecto del total, establece la recuperación de dicho coste a partir de los términos de potencia de los peajes de redes de transporte y distribución, y el resto del coste se recupera a partir de los términos de energía consumida.

5. Obtención de los términos de facturación de la potencia contratada resultantes de la asignación de los costes de transporte y distribución definidos en el apartado 2.

Los términos de facturación de la potencia contratada de los peajes de transporte y distribución de los consumidores, se calculan de la siguiente forma:

i. Criterio de asignación por periodo horario del coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión tarifario a recuperar mediante los términos de potencia

De acuerdo con el principio de eficiencia la metodología incluida en la presente Circular discrimina horariamente los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución, incentivando la contratación de la potencia en periodos horarios donde la saturación de las redes es menor y desincentivando la contratación de potencia en periodos horarios de mayor demanda donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

En consecuencia, el coste de transporte y distribución, desglosado por niveles de tensión tarifarios, que debe ser recuperado anualmente con cargo a los términos de potencia, 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. Dicha asignación se obtiene anualmente. Se define la punta como el 10 % de las horas de mayor demanda. En consecuencia, se establece el número de horas de punta en 876. En el apartado 6 del Anexo II se resume la aplicación del criterio asignativo indicado.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta el cambio de los calendarios, se fija el número el número de horas de punta en el primer ejercicio en que se aplique la metodología en 1.500 horas. Este número de horas se reducirá progresivamente hasta alcanzar las 876 al final del periodo regulatorio.

Anualmente, la CNMC revisará el número de horas a efectos de asegurar la estabilidad de la señal de precios a los consumidores. En todo caso, el número de horas que se definan en un ejercicio no podrá ser superior al número de horas establecidas para el ejercicio anterior.

ii. Criterio de asignación por grupo tarifario del coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión tarifario a recuperar mediante los términos de potencia en cada periodo horario

Siguiendo el principio de eficiencia se imputa, a cada grupo tarifario, los costes de las redes de transporte y distribución que utiliza en su suministro.

El coste del transporte y distribución de cada nivel de tensión tarifario y periodo horario, se asigna entre los grupos tarifarios de acuerdo con un modelo simplificado de red, que se incluye en el Anexo III de la presente Circular, teniendo en cuenta que el diseño de la red se debe a la potencia contratada de los consumidores conectados en el propio nivel de tensión tarifario y por aquellos conectados en niveles de tensiones tarifarios inferiores. Se dispondrá anualmente de la información y los cálculos necesarios para aplicar dicho criterio de asignación. En el apartado 4.ii y ii del anexo II se detalla la aplicación del citado criterio asignativo.

iii Determinación de los términos de potencia del peaje de transporte y distribución por periodo horario para cada grupo tarifario.

De acuerdo con el principio de causalidad de los costes el término de potencia en cada periodo horario del peaje correspondiente a un grupo tarifario se obtiene como cociente entre la suma de los costes de transporte y distribución a recuperar con cargo a dicho término de potencia para ese periodo horario, de su nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores al que está conectado, y la potencia contratada prevista en dicho periodo por dicho grupo tarifario. En el apartado 5 del anexo II se detalla la aplicación del citado criterio asignativo.

6. Obtención de los términos de facturación de energía consumida de los peajes de transporte y distribución de los consumidores.

Los términos de facturación de la energía consumida de los peajes de transporte y distribución se obtienen de la misma forma que los términos de potencia contratada, de acuerdo con lo siguiente:

i. Criterio de asignación por periodo horario del coste de transporte y distribución en cada nivel de tensión tarifario a recuperar mediante los términos de energía consumida.

El coste de transporte y distribución, desglosado por niveles de tensión, que debe ser recuperado anualmente con cargo a los términos de energía consumida, 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. Se define la punta como el 10% de las horas de mayor demanda. En consecuencia, se establece el número de horas de punta en 876. En el apartado 6 del anexo II se resume la aplicación del criterio asignativo indicado.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta el cambio de los calendarios, se fija el número el número de horas de punta en el primer ejercicio en que se aplique la metodología en 1.500 horas. Este número de horas se reducirá progresivamente hasta alcanzar las 876 al final del periodo regulatorio.

Anualmente, la CNMC revisará el número de horas a efectos de asegurar la estabilidad de la señal de precios a los consumidores. En todo caso, el número de horas que se definan en un ejercicio no podrá ser superior al número de horas establecidas para el ejercicio anterior.

ii. Criterio de asignación por grupo tarifario del coste de transporte y distribución en cada nivel de tensión tarifario a recuperar mediante los términos de energía consumida por cada periodo horario

El coste del transporte y distribución de cada nivel de tensión tarifario y periodo horario, se asigna entre los grupos tarifarios de acuerdo con un modelo simplificado de red, que se incluye en el anexo III de la presente Circular. Se dispondrá anualmente de la información y los cálculos necesarios para aplicar dicho criterio de asignación. En el apartado 6 del anexo II se resume la aplicación del criterio asignativo indicado.

iii. Determinación de los términos de energía del peaje de transporte y distribución por periodo horario para cada grupo tarifario.

El término de energía consumida en cada periodo horario del peaje correspondiente a un grupo tarifario se obtiene como cociente entre la suma de los costes de transporte y distribución a recuperar con cargo a dicho término de energía para ese periodo horario, de su nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores al que está conectado, y la

energía consumida por dicho grupo tarifario prevista en dicho periodo. En el apartado 6 del anexo II se resume la aplicación del criterio asignativo indicado.

Noveno. *Metodología de asignación del coste de gestión comercial de distribuidores en los peajes de transporte y distribución de los consumidores.*

1. En tanto se reconozca explícitamente en la correspondiente Orden por la que se revisan los peajes de acceso, el coste de gestión comercial reconocido a los distribuidores, conforme al artículo 13 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica o normativa que lo sustituya, teniendo en cuenta, en su caso, las revisiones y desvíos de años anteriores, se asigna entre grupos tarifarios en función del número de consumidores incluido en cada grupo tarifario.

2. El reparto de dicho coste asignado a cada grupo tarifario, se realiza a los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución, diferenciados por periodos horarios, proporcionalmente a los costes asignados de transporte y distribución a cada grupo tarifario.

Décimo. *Aplicación de los peajes de transporte y distribución de electricidad.*

Los peajes de transporte y distribución constan de dos términos de facturación: facturación por potencia y facturación por energía, que se determinarán de acuerdo con la siguiente fórmula:

1. Facturación por potencia.

La facturación de potencia será el sumatorio resultante de multiplicar la potencia contratada en cada período tarifario por el término de potencia correspondiente, según la fórmula siguiente:

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} Tp_p * Pc_p$$

Donde:

FP : Facturación de la potencia.

Tp_p : precio del término de potencia del periodo tarifario p , expresado en €/kW y año.

Pc_p : potencia contratada en el período tarifario p , expresada en kW.

i : Número de periodos tarifarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.

La facturación de potencia se prorrateará 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.

Si durante el periodo de facturación se hubiera producido una actualización de los precios de los términos de potencia, la facturación de la potencia tendrá en cuenta el número de días de vigencia de los precios de los términos de potencia en el periodo de facturación.

2. Término de facturación de energía.

El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida o, en su caso, estimada en cada período tarifario por el precio término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} Te_p * E_p$$

Donde:

FE : Facturación por energía, expresada en €.

Te_p : Precio del término de energía del periodo tarifario p , expresado en €/kWh.

E_p : Energía consumida o estimada en el periodo tarifario p , expresada en kWh.

i : Número de periodos tarifarios de los que consta el término de facturación de energía del peaje correspondiente.

Undécimo. *Peajes de aplicación a contratos de duración inferior al año.*

Los términos de potencia de los peajes de aplicación a los contratos de duración inferior a un año se incrementarán en los siguientes porcentajes, dependiendo de la duración de los mismos:

Duración de los contratos (D)	Porcentaje de recargo
$D \leq 3$ meses	145%
$3 \text{ meses} < D \leq 4$ meses	97%
$4 \text{ meses} < D \leq 5$ meses	68%
$5 \text{ meses} < D \leq 6$ meses	48%
$D > 6$ meses	35%

A efectos de facturar estos contratos, se atenderá a la previsión de la duración del contrato que realice el consumidor, sin perjuicio de que a lo largo del mismo se vayan realizando las regularizaciones oportunas para adecuarse a la efectiva duración del contrato.

En caso de que en el momento de la contratación, el consumidor no proporcione previsión sobre la duración aproximada del contrato, se aplicará el recargo correspondiente a una duración inferior o igual a 3 meses, sin perjuicio de regularizaciones posteriores para adecuarse a la duración efectiva del contrato.

Duodécimo. *Periodo de revisión regulatoria de la metodología asignativa de peajes de transporte y distribución.*

1. Con carácter general, la metodología establecida en la presente Circular será revisada cada seis años. Cada periodo regulatorio se dividirá en dos semiperiodos regulatorios de tres años.

2. La metodología establecida en la presente Circular podrá revisarse, con carácter excepcional, en el caso de que se produzca un cambio regulatorio que afecte a la estructura o a los componentes de costes que se enumeran en el punto quinto de la presente Circular. Asimismo, si se producen circunstancias especiales, debidamente justificadas que así lo aconsejen, tales como adaptaciones a la normativa europea en materia afectada por la presente metodología.

3. El proceso de revisión de la metodología establecida en la presente Circular será público, anunciado previamente y asegurará la participación de los agentes, a través del Consejo Consultivo de Electricidad y, en su caso, mediante un proceso de Consulta Pública.

Decimotercero. *Obligaciones de información que deben remitir los agentes.*

1. La información que sirve de base para la asignación del coste de transporte, distribución y gestión comercial de los distribuidores, se actualizará con carácter anual en

función de la información proporcionada por los agentes a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. El Operador del Sistema y las empresas distribuidoras deberán proporcionar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con carácter anual y en el plazo que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establezca, la siguiente información:

a) El Operador del Sistema deberá remitir:

i. Previsión de demanda eléctrica en barras de central desagregada por subsistema (Peninsular, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) prevista para el cierre del ejercicio en curso y para el ejercicio siguiente. Se deberá aportar, al menos, tres escenarios de previsión de demanda (superior, central e inferior) junto con la descripción detallada de las hipótesis consideradas, especificando el efecto laboralidad, el efecto temperatura y el efecto actividad económica.

ii. Escenarios de cobertura para cada uno de los escenarios de previsión de la demanda en barras de central remitidos conforme al punto anterior, desglosada por tecnologías, incluyendo detalle de la energía vertida por las instalaciones de producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos y el desglose del saldo físico internacional, entre importaciones y exportaciones.

iii. Previsión de energía vertida a la red y la consumida de las centrales de bombeo para el cierre del ejercicio y para el ejercicio siguiente.

iv. Demanda en barras de central horaria de cada uno de los subsistemas Peninsular, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla correspondiente al último ejercicio con información completa.

v. Curva de carga horaria de los consumidores interrumpibles y aplicación de la interrumpibilidad en el ejercicio vigente y previsión para el ejercicio siguiente.

vi. Cualquier otra información que la CNMC considere necesaria aportar para la aplicación de la presente metodología.

b) Las empresas distribuidoras, bien directamente o a través de las asociaciones de distribuidores a las que pertenezcan cuando se trate de empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, deberán remitir:

i. Previsiones del número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por tarifa de transporte y distribución, junto con la descripción de las hipótesis que hayan sido consideradas en cada caso, para el cierre del ejercicio y para el ejercicio siguiente. Adicionalmente, se incluirá la misma información para el último ejercicio cerrado.

ii. La curva de carga horaria por grupo tarifario resultante de la agregación de las curvas de carga horarias de los clientes con medida horaria correspondiente al último ejercicio con información anual completa.

iii. Cualquier otra información que la CNMC considere necesaria para la aplicación de la presente metodología.

Adicionalmente, las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes conectados a sus redes deberán enviar la siguiente información correspondiente al último ejercicio con información completa:

i. Datos del balance de energía (entradas – salidas), desagregados por niveles de tensión, periodo horario de la discriminación horaria en seis periodos.

ii. Datos del balance de potencia (entradas – salidas) de la empresa para la hora de mayor demanda de cada periodo horario de la discriminación horaria en seis periodos.

3. La CNMC podrá solicitar información que considere necesaria a efectos de dicha metodología a transportistas y a comercializadores.

4. La CNMC podrá supervisar los criterios de la información solicitada, la calidad de la misma y solicitar, si se considera necesario, su revisión a los correspondientes agentes.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en junio de cada año en su página web, en la sección «Metodología de peajes de transporte y distribución de electricidad», los formularios electrónicos incluyendo, en su caso, los criterios que deberán seguir los agentes afectados para cumplimentar la información solicitada, indicando la forma de envío y los plazos de remisión.

Decimocuarto. Publicación de los peajes de transporte y distribución según la metodología establecida e información que sirve para su cálculo.

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará anualmente y publicará en su página web, en la sección «Metodología de peajes de transporte y distribución de electricidad», los peajes de transporte y distribución de cada ejercicio y la información que ha servido para su cálculo antes del 15 de noviembre de cada año y la remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a efectos del cálculo de los peajes de acceso.

Dicho cálculo podrá ser revisado en tanto se registren modificaciones en las variables que sirven de entrada para el mismo y, en particular, en la previsión de la retribución de las actividades de transporte, distribución y gestión comercial de los distribuidores.

2. Acompañando a la información indicada en los apartados 1 y 2 del presente punto, la CNMC publicará en su página web, en la sección «Metodología de peajes de transporte y distribución de electricidad», la siguiente información agregada que ha servido para el cálculo de los peajes de transporte y distribución:

- a) Previsión de la demanda en barras de central, desglosada por subsistema.
- b) Previsión del número de clientes, consumos, y potencias contratadas, desagregadas por grupos tarifarios.
- c) Curvas de carga horaria por grupos tarifarios correspondientes al último ejercicio con información completa.
- d) Balances de potencia y energía agregados según el modelo simplificado de red, conforme al anexo III de la presente Circular.
- e) Coeficientes de asignación del coste de transporte y distribución a los grupos tarifarios ($\alpha_{j,p}^i$ y α_j^i calculados conforme al anexo II de la presente Circular).
- f) Número de horas del periodo de punta a aplicar anualmente en función del perfil de las curvas de carga por grupos tarifarios.
- g) Cualquier otra información que se considere necesaria para la aplicación de la metodología establecida en la presente Circular, a efectos de la determinación de los correspondientes peajes de transporte y distribución.

Decimoquinto. Parámetros a aplicar para determinar los peajes de transporte y distribución.

Para la aplicación de la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución se aplicarán los siguientes parámetros:

1. Los porcentajes de reparto de los costes de distribución por niveles de tensión tarifarios teniendo en cuenta la información declarada por las empresas distribuidoras en las correspondientes Circulares de la CNMC, en aplicación del artículo 11 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica y el artículo 9 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, serán los establecidos en el apartado 1 del anexo I.

2. Los porcentajes de asignación de los costes anuales de transporte y distribución que se recuperan por el término de potencia y por el término de energía por niveles de

tensión tarifarios resultantes de la aplicación de la metodología para los seis años del periodo regulatorio son los definidos en el apartado 2 del Anexo I.

Decimosexto. *Entrada en vigor.*

La presente Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 2 de julio de 2014.— El Presidente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, José María Marín Quemada.

ANEXO I

Porcentajes a aplicar en el periodo regulatorio a los que hace referencia el punto octavo y el anexo II de la presente circular

1. Los porcentajes a aplicar para asignar los costes de distribución por niveles de tensión tarifarios durante el primer periodo regulatorio, son los siguientes:

Nivel de tensión	Porcentaje
NT0: < de 1 kV	36,08
NT1: de 1 a 36 kV.	44,77
NT2: de 36 a 72,5 kV	9,72
NT3: de 72,5 a 145 kV	9,43
Total.	100,00

2. Los porcentajes resultantes de la metodología en la asignación de los costes de transporte y distribución por nivel de tensión que se deben recuperar por el término de potencia y por el término de energía, a partir de las ejecuciones del modelo de red de referencia para un año base, son los siguientes.

Nivel de tensión	Componente de potencia	Componente de energía
NT0.	100%	0%
NT1.	75%	25%
NT2, NT3 y NT4	75%	25%

La metodología de obtención de la relación objetivo entre el coste de la red de cada nivel de tensión tarifario que debe ser recuperado a través de los términos de potencia y energía, obtenida a partir de las ejecuciones, para un año base, de un modelo de red de referencia, que se detalla en el anexo II.

3. El primer año en que se aplique la metodología de la presente Circular, el parámetro H tomará un valor de 1.500 horas. Este valor se irá reduciendo progresivamente a lo largo del periodo regulatorio hasta alcanzar 876 horas en último año. En todo caso, el número de horas considerado en el año de cálculo de los peajes no podrá ser superior al considerado en el año precedente.

ANEXO II

Explicación detallada de la metodología de asignación de costes de transporte y distribución**1. Determinación del coste de transporte y distribución.**

a) Ingresos por la aplicación de los peajes de transporte y distribución a los productores de energía, incluyendo la facturación por los consumos propios de las centrales de bombeo.

El coste de las redes que se debe recuperar a través de los peajes de transporte y distribución de los productores de energía se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$IG_n = EG_n * T_G + IB_n$$

Donde:

IG_n : Previsión de ingresos de peajes de transporte y distribución de productores de energía en el año n, incluyendo la energía producida de las instalaciones de bombeo.

EG_n : Previsión de energía neta generada en el año n, según información aportada por el Operador del Sistema. Se desglosa entre la generación conectada en redes de transporte y de distribución.

T_G : Valor máximo del peaje permitido para España (0,5 €/MWh), conforme al Reglamento (UE) N° 838/2010 de la Comisión de 23 de septiembre de 2010 sobre la fijación de directrices relativas al mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte y a un planteamiento normativo común de la tarificación del transporte.

IB_n : Previsión de ingresos de peajes de transporte y distribución de centrales de bombeo por la energía consumida para el bombeo, que se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$IB_n = T_G * E_b * (1 - \rho)$$

Donde:

Eb_n : Previsión de energía vertida a la red y la consumida en el año n, según información aportada por el Operador del Sistema.

E_b : Energía consumida para bombeo de uso exclusivo para la producción eléctrica.

ρ : Rendimiento en tanto por uno de la instalación de bombeo.

b) Determinación del coste de redes a asignar a los peajes de transporte de los consumidores.

El coste que se debe recuperar a través del peaje de transporte de los consumidores se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$CT_n = R_{T,n} - IG_{T,n} \pm TSO_n \pm D_T$$

Donde:

CT_n : Costes de transporte a recuperar con cargo al peaje de transporte en el ejercicio n.

$R_{T,n}$: Retribución a la actividad de transporte prevista para el año n de determinación de peaje de transporte.

$IG_{T,n}$: Previsión de ingresos resultante de la aplicación del peaje de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica conectados a la red de transporte, incluidos los peajes que deben satisfacer las centrales de bombeo por su consumo.

TSO_n : Previsión del resultado de los otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución.

D_T : Desvíos de costes e ingresos de ejercicios anteriores correspondientes a la actividad de transporte.

El desvío de costes e ingresos de ejercicios anteriores se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$D_T = DR_T \pm DIG_T \pm DIC_T + DTSO$$

Donde,

DR_T : Revisiones de la retribución de la actividad de transporte correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de transporte de ejercicios anteriores, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DR_T = \sum_{j=n-1}^{\infty} (R_{T,j} - RR_{T,j})$$

Donde,

$R_{T,j}$: Retribución de la actividad de transporte reconocida en el año j.

$RR_{T,j}$: Revisión de la retribución de la actividad de transporte reconocida en el año j.

DIG_T : Diferencia entre las cantidades previstas y reales resultantes de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que

deben satisfacer los productores de energía eléctrica y centrales de bombeo, conectados a redes de transporte, correspondientes al ejercicio n-2, calculado según la siguiente fórmula:

$$DIG_T = IG_{T,n-2} - IGR_{T,n-2}$$

Donde,

$IG_{T,n-2}$: Ingresos por peajes de transporte previstos en el año n-2, para productores de energía eléctrica y centrales de bombeo.

$IGR_{T,n-2}$: Ingresos por peajes de transporte del año n-2, para productores de energía eléctrica y centrales de bombeo.

DIC_T : Diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte en año n-2 y los ingresos por peajes de transporte reales considerados en la Liquidación nº 14 del ejercicio n-2, calculado según la siguiente fórmula:

$$DIC_T = IC_{T,n-2} - ICR_{T,n-2}$$

Donde,

$IC_{T,n-2}$: Ingresos por peajes de transporte previstos en el año n-2, para consumidores de energía eléctrica.

$ICR_{T,n-2}$: Ingresos por peajes de transporte del año n-2 para consumidores registrados en la Liquidación provisional 14 del sector eléctrico.

$DTSO$: Diferencia entre los importes previstos y reales de los ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución, calculado según la siguiente fórmula:

$$DTSO = TSO_{n-2} - TSOR_{n-2}$$

Donde,

TSO_{n-2} : Ingresos o pagos de los transportes intracomunitarios previstos en el año n-2.

$TSOR_{n-2}$: Ingresos o pagos de los transportes intracomunitarios reales en el año n-2.

c) Determinación del coste de redes a asignar a los peajes de distribución de los consumidores.

El coste de distribución que se debe recuperar a través del peaje de distribución de los consumidores se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$CD_n = R_{D,n} - IG_{D,n} \pm D_D$$

Donde:

CD_n : Costes de distribución a recuperar con cargo al peaje de distribución en el ejercicio n.

$R_{D,n}$: Retribución a la actividad de distribución prevista para el año n, excluido el coste de gestión comercial reconocido a los distribuidores.

$IG_{D,n}$: Previsión de ingresos por la aplicación del peaje de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica conectados a la red de distribución en el año n, incluyendo la previsión de ingresos por la aplicación del peaje de transporte y distribución que deben satisfacer las centrales de bombeo conectadas a la red de distribución por la energía consumida en el año n.

D_D : Desvíos de costes e ingresos de ejercicios anteriores correspondientes a la actividad de distribución.

El desvío de costes e ingresos de ejercicios anteriores se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$D_D = DR_D \pm DIG_D \pm DIC_D$$

Donde,

DR_D : Revisiones de la retribución de la actividad de distribución correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de distribución de ejercicios anteriores, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DR_D = \sum_{j=n-1}^{\infty} (R_{D,j} - RR_{D,j})$$

Donde,

$R_{D,j}$: Retribución de la actividad de distribución reconocida en el año j.

$RR_{D,j}$: Revisión de la retribución de la actividad de distribución reconocida en el año j.

n : Año para el que se calculan los peajes de transporte.

DIG_D : Diferencia entre los ingresos previstos y reales resultantes de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, conectados a redes de distribución correspondientes al ejercicio n-2, calculado según la siguiente fórmula:

$$DIG_D = IG_{D,n-2} - IGR_{D,n-2}$$

Donde,

$IG_{D,n-2}$: Ingresos por los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica y centrales de bombeo, conectados a redes de distribución previstos para el año n-2.

$IGR_{D,n-2}$: Ingresos por los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica y centrales de bombeo, conectados a redes de distribución del año n-2 registrados en la Liquidación provisional 14 del sector eléctrico.

DIC_D : Diferencia entre los ingresos previstos en el año n-2 y los ingresos por peajes de distribución reales considerados en la Liquidación nº 14 del ejercicio n-2, calculado según la siguiente fórmula:

$$DIC_D = IC_{D,n-2} - ICR_{D,n-2}$$

Donde,

$IC_{D,n-2}$: Ingresos por peajes de distribución previstos para el año n-2.

$ICR_{D,n-2}$: Ingresos por peajes de distribución del año n-2 registrados en la Liquidación provisional 14 del sector eléctrico.

2. Desglose de los costes por niveles de tensión tarifarios.

Los costes de transporte se consideran costes del nivel de tensión tarifario NT4 (tensión superior a 145 kV).

Los costes de distribución se desglosan entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT3), teniendo en cuenta información declarada por las empresas distribuidoras en las correspondientes Circulares de la CNMC, en aplicación del artículo 11 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

En particular, se consideran los costes de distribución correspondientes a cada nivel de tensión tarifario, los indicados en el apartado 3 del punto octavo de la presente Circular.

3. Asignación de los costes de transporte y distribución a los términos de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores.

La asignación, en términos de objetivo a medio plazo, para un año base, de la parte del coste de las redes de transporte y distribución que se debe recuperar con cargo al término de potencia y al término de energía se realiza a partir de las ejecuciones de un modelo de red de referencia, teniendo en cuenta el coste de la red asociado a la potencia y el coste de la red justificado por la energía circulada por las redes.

El cálculo del coste asociado a la potencia tiene en cuenta el coste asociado a una red diseñada para satisfacer la potencia de punta del sistema respetando la restricción de caída de tensión.

Los costes de calidad de las redes se asignan de la siguiente manera:

- (i) Criterio de calidad N-1 de la red de reparto se asignará a la potencia.
- (ii) Criterios de calidad TIEPI, NIEPI y Percentil 80 para la red de media tensión se asignarán a la variable de energía.

Del diseño completo de la red teniendo únicamente en cuenta un criterio de potencia de punta se extrae un coste $Cref_i^D$ para cada nivel de tensión i .

Del diseño de la red teniendo en cuenta, además de la potencia de punta, la energía que se consume, las pérdidas, así como los criterios de calidad relacionados con la energía (TIEPI, NIEPI, Percentil 80) se obtiene un nuevo coste $Cref_i^{D+E}$ para cada nivel de tensión i .

El cálculo del coste que se recupera a través de cada una de las dos variables de facturación se realiza a través de la relación entre los costes de las dos redes descritas. En cada nivel de tensión i , los porcentajes de coste que se asignan a la variable de potencia (η^D) y a la variable de energía (η^E) son, respectivamente:

$$\eta^D = \frac{Cref_i^D}{Cref_i^{D+E}}$$

$$\eta^E = \frac{Cref_i^{D+E} - Cref_i^D}{Cref_i^{D+E}}$$

Donde:

$Cref_i^D$: Coste del nivel de tensión tarifario i que resulta del diseño de la red considerando únicamente la potencia de punta.

$Cref_i^{D+E}$: Coste del nivel de tensión tarifario i que resulta del diseño de la red considerando todas las variables.

η^D : Porcentaje del coste del nivel de tensión i que se debe recuperar con cargo a los términos de potencia.

η^E : Porcentaje del coste del nivel de tensión tarifario i que se debe recuperar con cargo a los términos de energía.

Por tanto, para cada nivel de tensión tarifario i , el coste total que se recupera mediante los términos de potencia (C_i^{TD}) y el coste total que se recupera mediante los términos de energía (C_i^E) son:

$$C_i^{TD} = C_i * \eta^D$$

$$C_i^E = C_i * \eta^E$$

Donde,

C_i : Coste del nivel de tensión tarifario i , determinado en el apartado anterior.

C_i^{TD} : Coste del nivel de tensión tarifario i a recuperar con cargo a los términos de potencia.

C_i^E : Coste del nivel de tensión tarifario i a recuperar con cargo a los términos de energía.

η^D : Porcentaje del coste del nivel de tensión tarifario i que se debe recuperar con cargo a los términos de potencia.

η^E : Porcentaje del coste del nivel de tensión tarifario i que se debe recuperar con cargo a los términos de energía.

4. Asignación de los costes de transporte y distribución que se recuperan a través de los términos de potencia.

La asignación de los costes de transporte y distribución que se recuperan a través de los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores ($C_{i,p}^{TD}$), consta de las siguientes etapas:

- (i) Asignación del coste de cada nivel de tensión tarifario por periodo horario.

El coste de transporte y distribución que debe ser recuperado con cargo a los términos de potencia de cada nivel de tensión tarifario 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 tarifario i .

A estos efectos se considerará como periodo de punta las H primeras horas de la monótona de cada nivel de tensión tarifario. Se indica que la monótona de cada nivel de tensión incluye tanto a los suministros conectados en el propio nivel de tensión como a los suministros conectados en niveles de tensión inferiores, incluyendo las pérdidas correspondientes.

Para ello:

- 1º Se calcula, de las H horas, el número de horas ($h_{i,p}$) que pertenecen al periodo horario p .
- 2º Se asigna el coste de transporte y distribución a recuperar a través de los términos de potencia en el nivel de tensión tarifario, proporcionalmente al número de horas que pertenecen a cada periodo. Así, el coste $C_{i,p}^{TD}$ del nivel de tensión tarifario i que se recupera mediante un cargo por potencia en el periodo horario p resulta:

$$C_{i,p}^{TD} = C_i^{TD} * \left(\frac{h_{i,p}}{H} \right)$$

Donde,

C_i^{TD} : Coste de transporte y distribución del nivel de tensión tarifario i a recuperar con cargo a los términos de potencia.

$C_{i,p}^{TD}$: Coste de transporte y distribución a recuperar mediante los términos de potencia del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p .

H : Número de horas de punta

$h_{i,p}$: Número de horas del periodo horario p comprendidas en las H primeras horas de la curva de carga del nivel de tensión tarifario i .

- (ii) Asignación del coste de transporte y distribución, desglosado por nivel de tensión tarifario y periodo horario.

El coste obtenido para cada nivel de tensión tarifario y periodo horario se asigna entre los grupos tarifarios de acuerdo al modelo de red simplificado descrito en el Anexo III de la presente Circular, teniendo en cuenta que el diseño de la red se debe a los consumidores conectados en el propio nivel de tensión tarifario y a los consumidores conectados en niveles de tensiones tarifarios inferiores.

El coste de las redes a recuperar a través de los términos de potencia $C_{i,p}^{TD,NTj}$ de un nivel de tensión tarifario i que van a pagar los consumidores situados en el nivel de tensión tarifario NTj (con $j \leq i$), se calcula teniendo en cuenta el flujo de potencia que circula hacia niveles de tensión inferiores en la hora de máxima potencia.

En general, para un periodo horario p , el coste de la red del nivel de tensión tarifario NTi , se repartirá entre los niveles tarifarios NTj , con $j \leq i$, de acuerdo a unos coeficientes $\alpha_{j,p}^i$ (Ver modelo simplificado en Anexo III):

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

Siendo los coeficientes $\alpha_{j,p}^i$:

$$\alpha_{0,p}^0 = 1$$

$$\alpha_{1,p}^1 = \frac{D_{1,p}}{D_{1,p} + wd_{0,p}^1}$$

$$\alpha_{0,p}^1 = \frac{wd_{0,p}^1}{D_{1,p} + wd_{0,p}^1}$$

$$\alpha_{2,p}^2 = \frac{D_{2,p}}{D_{2,p} + wd_{1,p}^2}$$

$$\alpha_{1,p}^2 = \frac{wd_{1,p}^2}{D_{2,p} + wd_{1,p}^2} \cdot \alpha_{1,p}^1$$

$$\alpha_{0,p}^2 = \frac{wd_{1,p}^2}{D_{2,p} + wd_{1,p}^2} \cdot \alpha_{0,p}^1$$

$$\alpha_{3,p}^3 = \frac{D_{3,p}}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3}$$

$$\alpha_{2,p}^3 = \frac{wd_{2,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} \cdot \alpha_{2,p}^2$$

$$\alpha_{1,p}^3 = \frac{wd_{2,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} \cdot \alpha_{1,p}^2 + \frac{wd_{1,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} \cdot \alpha_{1,p}^1$$

$$\alpha_{0,p}^3 = \frac{wd_{2,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} \cdot \alpha_{0,p}^2 + \frac{wd_{1,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} \cdot \alpha_{0,p}^1$$

$$\alpha_{4,p}^4 = \frac{D_{4,p}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4}$$

$$\alpha_{3,p}^4 = \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{3,p}^3$$

$$\alpha_{2,p}^4 = \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{2,p}^3 + \frac{wd_{2,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{2,p}^2$$

$$\alpha_{1,p}^4 = \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{1,p}^3 + \frac{wd_{2,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{1,p}^2 +$$

$$+ \frac{wd_{1,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{1,p}^1$$

$$\alpha_{0,p}^4 = \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{0,p}^3 + \frac{wd_{2,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{0,p}^2 +$$

$$+ \frac{wd_{1,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{0,p}^1$$

Donde,

$\omega_{i,p}^j$: Flujo de potencia que circula del nivel de tensión tarifario i al j en la hora de máxima potencia del periodo horario p .

$D_{i,p}$: Potencia contratada prevista en el nivel de tensión tarifario i en la hora de máxima potencia del periodo horario p .

5. Cálculo de los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores.

El término de potencia de cada periodo horario ($T_{i,p}^{TD}$) del peaje de transporte y distribución correspondiente a un consumidor conectado en el nivel de tensión tarifario i se obtiene como resultado de dividir el coste a recuperar con cargo al término de potencia del periodo horario p de su nivel de tensión tarifario y de los niveles de tensión tarifarios superiores al que está conectado, entre la potencia contratada en el periodo horario p del nivel de tensión tarifario i , prevista para el ejercicio siguiente. Esto es,

$$T_{i,p}^{TD} = \frac{\sum_{k \geq i} [C_{k,p}^{TD,NTi}]}{D_{i,p}}$$

Donde,

$T_{i,p}^{TD}$: Término de potencia del periodo horario p del nivel de tensión tarifario i .

$C_{k,p}^{TD,NTi}$: Coste de las redes del nivel de tensión tarifario k que hay que recuperar con cargo a los términos de potencia del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p . $D_{i,p}$: Potencia contratada prevista del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p .

6. Asignación y cálculo de los términos de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores.

La metodología para calcular los términos de energía consumida de los peajes de transporte y distribución es análoga a la aplicada para el cálculo de los términos de potencia. De forma resumida:

(i) Se asigna el coste de cada nivel de tensión tarifario por periodo horario, aplicando las fórmulas establecidas en el apartado i del punto 4, de igual forma a lo indicado en el punto 4, apartado (i) del presente Anexo.

(ii) Se asigna el coste obtenido en el apartado (i) anterior para cada nivel de tensión tarifario y periodo horario entre grupos tarifarios, teniendo en cuenta la parte de la energía de dicho nivel de tensión que circula hacia niveles inferiores según el modelo de red simplificado del Anexo III, aplicando las fórmulas establecidas en el apartado ii del punto 4, sustituyendo los coeficientes α_p^i por los α_e^i y los parámetros $\omega_{i,p}^j$ y $D_{i,p}$ por $\omega_{i,p}^j$ y $E_{i,p}$, respectivamente, siendo $\omega_{i,p}^j$ el flujo de energía que circula del nivel de tensión tarifario i al j el periodo horario p y $E_{i,p}$ la energía consumida en el nivel de tensión tarifario i al j el periodo horario p , obtenidos de la información del balance de energía.

(iii). El término energía de cada periodo horario ($T_{i,p}^E$) del peaje de transporte y distribución correspondiente a un consumidor conectado en el nivel de tensión tarifario i resulta de dividir el coste a recuperar con cargo al término de energía del periodo horario p de su nivel de tensión tarifario y de los niveles de tensión tarifarios superiores al que está conectado, entre el consumo en el periodo horario p del nivel de tensión tarifario i , previsto para el ejercicio siguiente. Esto es,

$$T_{i,p}^E = \frac{\sum_{k \geq i} [C_{k,p}^{E,NTi}]}{E_{i,p}}$$

Donde,

$T_{i,p}^E$: Término de energía del periodo horario p del peaje correspondiente al nivel de tensión tarifario i .

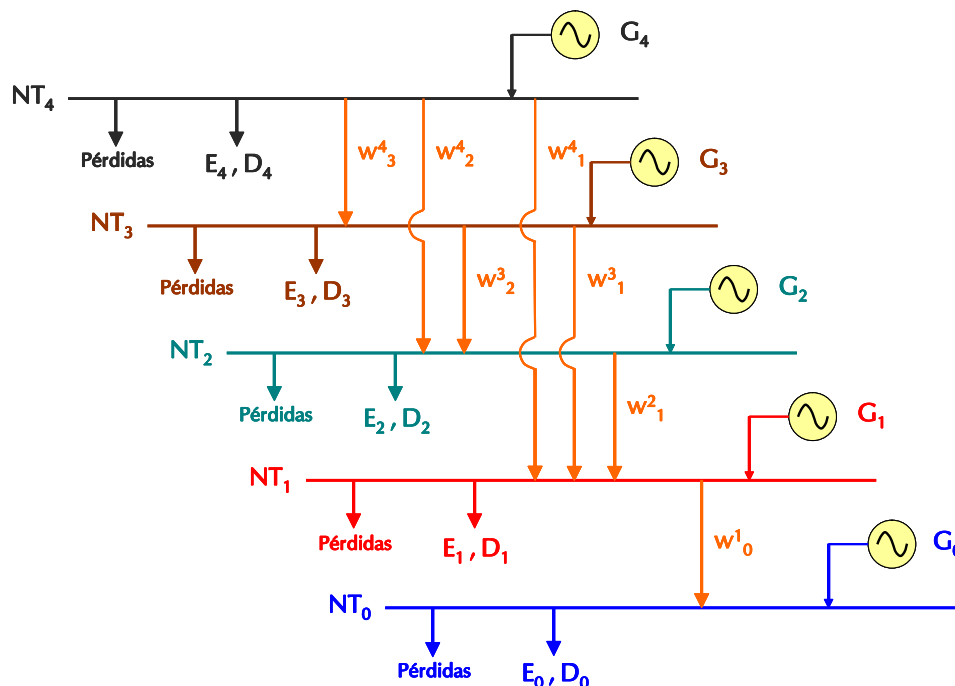
$C_{k,p}^{E,NTi}$: Coste de redes del nivel de tensión tarifario k del periodo horario p que hay que recuperar con cargo al término de energía del nivel de tensión tarifario i .

$E_{i,p}$: Energía consumida prevista del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p .

ANEXO III

Modelo simplificado de Red

El modelo de red simplificado utilizado en la metodología de asignación de costes de transporte y distribución de la presente Circular, es el siguiente:



En dicho modelo de red existen cinco niveles de tensión tarifarios: NT₀ (menor que 1 kV), NT₁ (entre 1 y 36 kV), NT₂ (entre 36 y 72,5 kV), NT₃ (entre 72,5 y 145 kV) y NT₄ (a partir de 145 kV). Las variables presentadas en el modelo son las siguientes:

- $E_{i,p}$: Energía consumida en el nivel de tensión tarifario i durante el periodo horario p .
- $D_{i,p}$: Potencia contratada en el nivel de tensión tarifario i para el periodo horario p .
- $\omega^j_{i,p}$: Flujo de energía que circula en el nivel de tensión tarifario i al j en el periodo horario p para balances de energía.
- $\omega^j_{i,p}$: Flujo de potencia que circula del nivel de tensión tarifario i al j en la hora de máxima potencia del periodo horario p para balances de potencia.