



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA DE  
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**

**2 de julio de 2014**

## **INDICE**

RESUMEN EJECUTIVO.....	4
0 INTRODUCCIÓN .....	9
1 COMPETENCIA DE LA CNMC .....	11
2 CALENDARIOS.....	14
3 METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE LOS COSTES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.....	15
3.1 Información de entrada.....	15
3.2 Determinación del coste de transporte y distribución que se asigna a los peajes de transporte y distribución de los generadores .....	16
3.3 Determinación del coste de transporte y distribución que se asigna a los peajes de transporte y distribución de los consumidores .....	17
3.4 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 los consumidores .....	26
3.5 Obtención de los términos de facturación de la potencia contratada en los peajes de transporte y distribución de los consumidores .....	33
3.6 Asignación del coste que se recupera mediante los términos de energía consumida de los peajes de transporte y distribución de los consumidores .....	59
4 ASIGNACIÓN DEL COSTE DE GESTIÓN COMERCIAL DE DISTRIBUIDORES .....	68
5 TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA RESULTANTES DE LA METODOLOGÍA DE LA CIRCULAR 3/2014.....	70
6 PEAJES DE DURACIÓN INFERIOR AL AÑO .....	76
7 ADAPTACIÓN A LOS PERIODOS HORARIOS DEFINIDOS EN LA CIRCULAR.....	82
ANEXO I. CALENDARIOS .....	83
ANEXO II. CURVAS DE CARGA .....	129

*Memoria justificativa de la 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*

ANEXO III. SENSIBILIDAD DE PARTICIPACIÓN EN LAS HORAS DE PUNTA POR NIVELES DE TENSIÓN TARIFARIOS .....	137
ANEXO IV. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA DISCRIMINACIÓN POR PERIODOS HORARIOS AL NÚMERO DE HORAS DE PUNTA .....	138
ANEXO V. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA POR PERIODOS HORARIOS .....	139
ANEXO VI. ANÁLIS DE SENSIBILIDAD AL NÚMERO DE HORAS INCLUIDO EN LOS BALANCES DE POTENCIA .....	140

## RESUMEN EJECUTIVO

### **MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA 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**

#### **1. Competencia de la CNMC**

La Circular 3/2014 responde a la función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, 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, esto es de los peajes de transporte y distribución, según establece el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Según dicha norma, la Circular consiste en el establecimiento de la metodología de asignación eficiente de los costes de transporte y distribución a los consumidores y a los generadores, siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, 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.

La metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución que se establecen en la Circular tienen en cuenta el marco tarifario y retributivo de la Ley 24/2013. En particular, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deberán satisfacer los consumidores tienen en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por períodos horarios y potencia, mientras que los peajes que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica tienen en cuenta la energía vertida a las redes, según establece el artículo 16 de la Ley 24/2013.

En la Circular se han tenido en cuenta las alegaciones presentadas por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad a la propuesta de Circular remitida a trámite de audiencia el pasado 17 de mayo de 2013 y 23 de mayo de 2014.

## 2. Restricciones normativas

La competencia de la CNMC para establecer, mediante circular, la metodología de los peajes comprende la asignación eficaz de los costes de las redes de transporte y distribución, tanto a los peajes de consumo, como a los peajes de producción.

El ejercicio de dicha competencia por la CNMC está sujeto a las restricciones siguientes:

- (i) debe respetar el marco retributivo,
- (ii) debe respetar el principio de peaje territorial único. Por tanto, aunque una diferenciación territorial de peajes pudiera suponer una más eficiente asignación de costes de transporte y distribución, no podrá contemplarse en la metodología, por ser contrario al principio de peaje único.
- (iii) en lo que a peajes de consumidores se refiere, debe tener en cuenta como elementos de la metodología de asignación de costes: niveles de tensión, potencia y discriminación horaria.
- (iv) en lo que a peajes de generadores la metodología debe tener en cuenta como parámetro la energía vertida a las redes y los límites derivados del Reglamento (UE) 838/2010 o los que, en su caso, los sustituyan a partir de 1 de enero de 2015.

## 3. Principios tarifarios para calcular los peajes de transporte y distribución en los peajes de acceso

Los peajes de transporte y distribución calculados con la metodología de la Circular son aditivos en costes de redes, suficientes, transparentes y proporcionan señales de eficiencia en la medida en que a cada grupo tarifario se le asignan los costes de las redes que utiliza y que discrimina precios en las horas de mayor y menor uso de la red.

## 4. Estructura de los peajes de transporte y distribución

Los peajes de transporte y distribución se diferencian niveles de tensión tarifarios (NT0: tensiones inferiores a 1kV; NT1: tensiones comprendidas entre 1kV y 36kV; NT2: tensiones comprendidas entre 36kV y 72,5kV; NT3: tensiones comprendidas entre 72,5kV y 145kV y NT4: tensiones superiores a 145kV) y por períodos horarios.

Adicionalmente, los peajes de los consumidores conectados en baja tensión, se diferencian por potencia contratada. En particular, se distinguen dos colectivos de consumidores, aquellos con potencia contratada inferior o igual a 15 kW (conectados, típicamente a redes de 220/230 V) y aquellos con potencia contratada superior a 15 kW (conectados a redes de tensión de 380/400 V).

Según la metodología de la Circular, teniendo en cuenta los factores inductores que inciden en asignación de los costes de las redes de transporte y distribución, no se justifica la diferenciación de los peajes de transporte y distribución de los consumidores conectados en redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y de potencia contratada comprendida entre 10 y 15 kW de los peajes de acceso vigentes. Asimismo, no se justifica la discriminación existente en los peajes de acceso de los consumidores conectados a media tensión en dos colectivos en función de la potencia contratada (3.1 A y 6.1).

## 5. Definición del Calendario

La metodología de asignación de la Circular discrimina por periodos horarios los términos de facturación de potencia contratada y energía consumida de los peajes de transporte y distribución.

La correspondencia entre la discriminación horaria de los peajes y la evolución de demanda del sistema es esencial como medida de gestión de la demanda porque los distintos periodos horarios son la base para establecer distintos precios en los peajes de transporte y distribución. En este sentido, los periodos horarios establecidos deben ser consistentes con la caracterización de la demanda, a efectos de proporcionar señales correctas de precios a los consumidores por su impacto sobre los costes de las redes. La presente Circular incluye la revisión de los periodos horarios considerados en los peajes de acceso vigentes. Esta revisión se ha realizado teniendo en cuenta tanto la propuesta de calendario del Operador del Sistema, como las consideraciones realizadas sobre los mismos por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

A efectos comparativos, en la Memoria que acompaña a la Circular se presentan los resultados de asignación con el calendario vigente y con el calendario incluido en la Circular.

## 6. Información de partida y ajustes

La información necesaria para asignar los costes de redes y establecer los peajes de transporte y distribución según la metodología de la Circular se remitirá anualmente por los agentes del sistema a esta Comisión. En la memoria que acompaña a la Circular se incluye la información de entrada y se presenta la asignación resultante para 2014 de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución de los distintos grupos tarifarios. Dicha información fue solicitada por la CNMC a efectos de la elaboración del informe preceptivo sobre la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes del ejercicio 2014. Adicionalmente, se ha solicitado a las empresas información sobre los balances de energía considerando los calendarios de la Circular. Parte de la información, como los balances de potencia y de energía y las curvas de carga horaria son del año 2012 y parte de la información, como las variables de facturación, son previsiones de 2014. En todo caso, dicha información es

coherente con los calendarios vigentes, no con los de la Circular. En consecuencia, las asignaciones resultantes deben revisarse en función del impacto de actualización de los balances de potencia y energía y de la adaptación de los perfiles de curvas de carga de los distintos grupos tarifarios a los nuevos calendarios.

Anualmente se revisará el número de horas de punta que define la discriminación horaria de los peajes de transporte y distribución de la Circular, en función de la evolución de las curvas de carga a los nuevos calendarios y a la discriminación horaria resultante hasta alcanzar el número de horas de punto establecido en la Circular (876) al final del periodo regulatorio.

## **7. Criterios asignativos de costes de las redes para establecer los peajes de transporte y distribución de los consumidores**

La metodología de peajes de transporte y distribución establecida en la Circular consiste en la definición de unas reglas explícitas para asignar los costes del transporte y distribución a los consumidores, de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo criterios de eficiencia en el uso de las redes.

Por una parte, se imputan los costes de las redes de transporte y distribución que utilizan para su suministro a los distintos grupos tarifarios. Los costes de las redes de distribución se reparten por niveles de tensión tarifarios a partir de información declarada por las distribuidoras en las correspondientes Circulares de la CNMC.

Por otra parte, la asignación de los costes de transporte y distribución de la metodología se realiza en función de los factores que inducen el coste de las redes de transporte y distribución. Teniendo en cuenta que la principal variable inductora de coste de las redes es la potencia en punta, se desglosa, para cada nivel de tensión tarifario, el coste de las redes asociado a la potencia y a la energía consumida. Para ello, como herramienta de reparto de los costes de redes entre potencia y energía, se dispone de un modelo de red de referencia, cuyas ejecuciones presentan un desglose de los costes que responden a la potencia y a la energía.

El diseño de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución de la Circular asigna los costes de transporte y distribución existentes. Cabe indicar que hasta ahora las variaciones en los términos de potencia y energía de los peajes de acceso no han respondido a ninguna metodología asignativa de costes.

Adicionalmente, se diferencian los términos de facturación de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución en función de los distintos periodos horarios. La discriminación horaria en los términos de los peajes de transporte y distribución se obtienen a partir de la participación de los periodos horarios en la punta de demanda de cada nivel de tensión tarifario. Teniendo en cuenta las alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad, la punta se define en el 10% de las horas del año. No obstante, teniendo en cuenta que la información utilizada en la metodología de

asignación responde a los calendarios vigentes, se establece el número de horas de punta en 1.500 horas, a efectos de obtener una discriminación similar a la que resulta de considerar los calendarios vigentes. El número de horas se revisará anualmente hasta alcanzar el número de horas objetivo al final de periodo regulatorio (876).

Finalmente, se imputa a cada grupo tarifario los costes de transporte y distribución que utiliza para su suministro, teniendo en cuenta que el diseño de la red se debe a la potencia/energía de los consumidores conectados en el propio nivel de tensión tarifario y por aquellos conectados en niveles de tensión inferiores, de acuerdo con un modelo simplificado de red. Los términos de potencia contratada/energía consumida en cada periodo de cada grupo tarifario se obtiene como cociente entre la suma de los costes de transporte y distribución de su nivel de tensión y de niveles de tensión superiores al que está conectado y la potencia contratada/energía consumida prevista para dicho grupo tarifario en dicho periodo horario.

El coste de gestión comercial se reparte en función del número de consumidores en cada grupo tarifario y se asigna en los términos de potencia contratada proporcionalmente a los costes de transporte y distribución asignados a cada grupo tarifario.

## 8. Periodo de revisión regulatoria

La metodología establecida en la Circular se revisará, previo trámite consultivo, cada seis años, en coherencia con el periodo de revisión regulatoria establecido para la retribución de las redes, o cuando se produzcan cambios regulatorios que afecten al contenido de la Circular o a circunstancias especiales debidamente justificadas tales como adaptaciones a la normativa europea.

En relación con este último aspecto, se indica que está en proceso de revisión el Anexo B del Reglamento (UE) Nº 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.

## 9. Obligaciones de información

Anualmente los agentes deberán remitir la información solicitada y la CNMC publicará en su web la información utilizada así como los peajes de transporte y distribución resultantes de aplicar la metodología de la Circular. Dichos peajes se calcularán con los datos previstos previos a la Orden que determina los peajes de acceso y posteriormente a su publicación.

## 0 INTRODUCCIÓN

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluye en su artículo 7.1.a) entre las funciones de la Comisión Nacional de Energía, 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 54/1997 y en su normativa de desarrollo.

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 establecidos en costes a los consumidores y a los generadores.

Teniendo en cuenta lo anterior, el 17 de mayo de 2013 la extinta CNE sometió a procedimiento de audiencia del Consejo Consultivo de Electricidad una propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, junto con su correspondiente Memoria justificativa.

La metodología de la propuesta de Circular sometida a trámite de audiencia del Consejo Consultivo de Electricidad definía los criterios de asignación de los costes de transporte y distribución, que determinan una parte de los peajes de acceso, conforme al marco tarifario vigente en ese momento. Esto es, la estructura de los peajes de transporte y distribución se adaptaba a la estructura tarifaria de los peajes de acceso por nivel de tensión y periodos horarios. En particular, teniendo en cuenta la restricción derivada de la normativa vigente en relación con los peajes de los generadores, la metodología de asignación de los costes de las redes de transporte y distribución de la Circular no aplicaba a los peajes de transporte y distribución de los generadores y la estructura de los peajes de acceso de los consumidores era la establecida en el 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, la Orden ITC/1659/2009 y el Real Decreto 647/2011.

Por otra parte, la metodología de asignación de la Circular discriminaba los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución por periodos horarios, con el objetivo de proporcionar a los consumidores señales de precios que desincentiven el uso de las redes en períodos donde la saturación de las mismas es mayor. Teniendo en cuenta la relevancia de la correspondencia entre los períodos horarios y el perfil de consumo de cada grupo tarifario, en la propuesta de Circular se proponía la revisión de los períodos horarios, a efectos de proporcionar las señales adecuadas en los peajes de transporte y distribución y en los peajes de acceso. No obstante, la revisión de los períodos quedaba condicionada a la modificación de los calendarios establecidos para los peajes de acceso, definidos en la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, con la excepción de la discriminación horaria de tres períodos para los clientes de media tensión, que fue

modificada por la Orden ITC/3801/2008 y la discriminación horaria de la tarifa supervalle, introducida por el Real Decreto 647/2011.

El 27 de diciembre de 2013 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. La citada Ley 24/2013 establece la diferenciación de los peajes de acceso vigentes en dos conceptos: los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los cargos necesarios para cubrir el resto de los costes. Dicha diferenciación, como se señala en la exposición de motivos, “*...responde a la terminología utilizada en las directivas europeas y a la conveniencia de diferenciar los pagos por contribución a la cobertura de los costes de las redes de transporte y distribución, peajes, de aquellos pagos relacionados con otros aspectos regulados del sistema, cargos.*”

Aunque la Ley 24/2013 no ha modificado explícitamente la redacción de la función definida en el artículo 7.1.a) de la Ley 3/2013, el contenido material de la competencia de la CNMC para el establecimiento de la metodología de los peajes eléctricos debe interpretarse teniendo en cuenta el contenido del artículo 16 de la Ley 24/2013. A partir de la diferenciación entre “peajes” y “cargos” contenida en dicho precepto, el ámbito del concepto de peaje que introduce la Ley 24/2013 resulta ser coincidente con el ámbito para el que esta Comisión ha de establecer la metodología asignativa de costes.

Teniendo en cuenta lo anterior, se modificó la propuesta de Circular a efectos de contemplar el nuevo ámbito material de la competencia de la CNMC en relación con la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución. Se indica que en la propuesta de Circular sometida a trámite de audiencia se tuvo en cuenta las alegaciones presentadas por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad a la propuesta de Circular remitida a trámite de audiencia el pasado 17 de mayo de 2013. En particular, la propuesta de Circular incluyó los siguientes aspectos diferenciales respecto de la propuesta remitida al CCE el pasado 17 de mayo de 2013.

- Se define la estructura de los peajes de transporte y distribución. En particular, la propuesta de Circular considera un único peaje para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW y un único peaje para los consumidores conectados en media tensión, en línea con las observaciones realizadas por los miembros de Consejo Consultivo de Electricidad.
- Se definen los períodos horarios de los peajes de transporte y distribución. En la definición de los períodos horarios se ha tenido en cuenta tanto la propuesta de calendario del Operador del Sistema, como las alegaciones presentadas por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.
- Asimismo, en línea con las observaciones presentadas por los miembros del CCE, en la metodología de asignación, se ha definido el número de horas de punta como el 10% de las horas del año, esto es, 876 horas. No obstante, teniendo en cuenta que la asignación de los costes de transporte y distribución se realiza con información sobre curvas de carga y balance de potencia que responden a los calendarios establecidos en la normativa vigente, se define un periodo de transición de los calendarios vigentes a los calendarios propuestos.

- En relación al coste de transporte y distribución que se asigna a los peajes de transporte y distribución de los generadores, teniendo en cuenta la transitoriedad del Reglamento vigente, se ha optado por mantener la situación actual. No obstante, en caso de que se modifique el Reglamento 838/2013, se procederá a una revisión del peaje de generación.
- Se ha actualizado el proceso de determinación de los peajes al ejercicio 2014.

Finalmente, se considera un aspecto relevante de la metodología de asignación de costes la información que se requiere para su adecuada aplicación. Al respecto, se indica que la información necesaria se ha solicitado a los agentes a efectos de la elaboración del informe preceptivo sobre la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso de 2014. Parte de la información, como los balances de potencia y energía y las curvas de carga horaria son del año 2012 y parte de la información, como las variables de facturación, son previsiones para el ejercicio 2014. En todo caso, dicha información es coherente con los calendarios vigentes, por lo que en algunos casos ha sido necesaria su adaptación a los calendarios de la Circular.

En la presente memoria se describe el proceso de determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores del año 2014. En el epígrafe 1 se analiza el cambio del contenido material de la competencia de la CNMC en relación con la metodología de asignación de los costes de transporte y distribución. En el epígrafe 2 se presenta la diferenciación de períodos horarios que resulta de la revisión de los calendarios vigentes. En el epígrafe 3 se detalla el proceso de asignación de los costes de transporte y distribución a los peajes de transporte y distribución de los consumidores, describiendo, en primer lugar, la información requerida para la aplicación de la presente Circular. En el epígrafe 4 se describe el proceso de asignación del coste de gestión comercial de distribuidores. Finalmente, en el epígrafe 5 se presentan los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución de 2014, desagregados por concepto, que resultan de la aplicación de la metodología de la Circular.

## 1 COMPETENCIA DE LA CNMC

La Circular responde a la función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante Circular, 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, según establece el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Según dicha norma, la Circular consiste en el establecimiento de la metodología de asignación eficiente de los costes de transporte y distribución a los consumidores y a los generadores, siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, 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.

En cuanto al marco retributivo de las actividades de transporte y distribución, cabe señalar que su regulación, según la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, es competencia plena del Gobierno y, por tanto, la competencia de la CNMC para establecer la metodología de peajes debe necesariamente acomodarse a dicho marco retributivo.

La competencia de la CNMC consiste en asignar de forma eficiente los costes de transporte y distribución a los consumidores y a los generadores, pero la metodología no puede alcanzar a la fijación de dichos costes. La Ley 54/1997 establecía en sus artículos 16.2 y 16.3 que las retribuciones respectivas de las actividades de transporte y distribución se establecerían reglamentariamente, atendiendo a los criterios establecidos en dichos artículos.

En cuanto al marco tarifario, el artículo 17 de la Ley 54/1997 disponía lo siguiente:

- a) Los peajes de acceso que se establecieran por el Gobierno debían comprender los costes, no solo de transporte y distribución, sino también otros costes. Por tanto, la metodología asignativa de los costes de transporte y distribución que debía aprobar y elaborar la CNMC no comportaba la asignación de todos los costes que integraban el peaje.
- b) La metodología de cálculo de los peajes correspondía establecerla al Gobierno. Por tanto, la metodología que el regulador estableciera para la asignación de los costes de transporte y distribución no era trasladable sin más a la asignación del resto de costes, que tenía que establecer el Gobierno al definir la metodología de los peajes.
- c) Los peajes eléctricos han de ser únicos en todo el territorio nacional. Por tanto, aunque una diferenciación territorial de peajes pudiera suponer una más eficiente asignación de costes, no podía contemplarse en la metodología, por ser contrario al principio de peaje único.
- d) Los peajes de los consumidores debían tener en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por horario y potencia. Es por este motivo que la estructura que se definiera para la asignación de los costes de transporte y distribución no resultaría vinculante para el Gobierno en cuanto a la definición de la metodología de los peajes.
- e) Los peajes de generación se establecían reglamentariamente por el Gobierno según la energía vertida a las redes. El marco tarifario se completaba para las instalaciones de generación con lo establecido en el Real Decreto-ley 14/2011, cuya disposición transitoria única establecía directamente un peaje de aplicación a los generadores (0,5

---

<sup>1</sup> El RDL 14/2010, de 23 de diciembre es la norma que introduce en el texto de la Ley 54/1997 los peajes de generación, hasta entonces inexistente en la regulación española.

euros/MWh vertido a la red), hasta que se desarrollosen reglamentariamente los peajes que deben satisfacer los productores.

Sin embargo, la Ley 24/2013 modifica el marco tarifario de la Ley 54/1997 y, en concreto, el artículo 16 de dicha Ley modifica el propio concepto de peaje, de forma que éste ya no engloba todos los costes del sistema y pasa a comprender sólo el coste de las redes de transporte y distribución. El resto de costes del sistema (que también ha de sufragar el consumidor) dejan de formar parte del peaje de acceso a las redes y se denominan cargos.

Como consecuencia de este cambio, el ámbito del concepto de peaje que introduce la Ley 24/2013 es coincidente con el ámbito para el que la CNMC ha de establecer la metodología asignativa de costes, siendo plena la competencia de la CNMC la elaboración de la metodología de los peajes, pudiendo ahora definir la estructura de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución por nivel de tensión y rediseñar los grupos tarifarios hasta ahora existentes.

Así resulta expresamente del artículo 16.1 a) de la Ley, al señalar dicho artículo que “*los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución [...] se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la CNMC*”

Por otra parte, el artículo 16.3 de la Ley establece además que la metodología del cálculo de los cargos corresponde al Gobierno (previo informe de la CNMC), indicando expresamente que “*dichos cargos podrán tener en cuenta la estructura de peajes de acceso existentes*.”

Cabe además añadir que las restricciones relativas al marco retributivo (definición de costes), establecido en los artículos 14.3 y 14.8 de la Ley 24/2013, y al criterio de precio único, establecido en el artículo 16.1 de la mencionada Ley, se mantienen en los mismos términos que los definidos en la Ley 54/1997.

En cuanto a los peajes que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica, la Ley 24/2013 establece, en su artículo 16.2, que dichos peajes se regularán reglamentariamente teniendo en cuenta la energía vertida a las redes.

Cabe señalar que, a pesar de esta regulación, es también competencia de la CNMC establecer la metodología de cálculo de estos peajes, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7.1.a) de la Ley 24/2013: “*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*”.

Por todo lo expuesto anteriormente, la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución que se establece en Circular tiene en cuenta el marco tarifario y retributivo de la Ley 24/2013.

En particular, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deberán satisfacer los consumidores tienen en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por períodos horarios y potencia mientras que los peajes que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica tienen en cuenta la energía vertida a las redes, según establece el artículo 16 de la Ley 24/2013.

Por otra parte, tanto los excesos de potencia como la facturación por energía reactiva son penalizaciones al consumidor, que no implican la asignación de un coste reconocido previamente, por tanto su establecimiento no puede hacerse mediante la Circular. No obstante, se considera que ambos conceptos están íntimamente relacionados con la gestión de las redes y deberían formar parte de la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución.

Finalmente, si bien las modalidades de contratación de duración inferior a la anual no entrarían en el ámbito de las competencias de la CNMC, si formaría parte de la metodología el procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los mismos, siempre que dichos contratos estén contemplados en la correspondiente norma.

## 2 CALENDARIOS

La Circular discrimina horariamente los términos de potencia y energía consumida de los peajes de transporte y distribución. El objetivo de la diferenciación de precios por períodos horarios es proporcionar a los consumidores señales de precio en los peajes de transporte y distribución que incentiven el uso de las redes en las horas de menor demanda, donde la saturación de las redes es menor, y lo desincentive en los períodos horarios de mayor demanda del sistema, donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

Esta correspondencia entre los períodos horarios definidos y la evolución de demanda del sistema es crucial debido a que los distintos períodos horarios son la base para establecer distintos precios en los peajes de transporte y distribución y, por tanto, también de los peajes de acceso. Los períodos horarios establecidos deben ser consistentes con la caracterización de la demanda, a efectos de proporcionar señales correctas de precios a los consumidores por su impacto sobre los costes de las redes.

Debido a que los calendarios vigentes fueron introducidos el 1 de enero de 2008, la CNMC solicitó una revisión de los mismos al Operador del Sistema, a efectos de valorar si los períodos horarios definidos en los calendarios vigentes reflejan adecuadamente el patrón de demanda registrado en los últimos años o si, por el contrario, variaciones en el patrón de demanda del sistema hacían necesario introducir modificaciones en la definición de los tipos de horas que integran cada periodo horario.

Basándose en el criterio de simplicidad el Operador del Sistema realizó una propuesta de revisión de las zonas, las temporadas eléctricas y los períodos horarios de la discriminación horaria de tres y seis períodos, que fue considerada en la anterior propuesta de Circular remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el pasado 17 de mayo de 2013.

Teniendo en cuenta la necesidad de revisar los calendarios vigentes y que la mayor parte de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad coincidió en señalar la necesidad de mantener la actual diferenciación de los calendarios por subsistema, la CNMC ha optado por un calendario en la que partiendo de la propuesta del Operador del Sistema, se han incorporado las alegaciones del Consejo Consultivo. En particular, los calendarios de la Circular mantienen la propuesta del Operador del Sistema para la península y ajustar los períodos y temporadas para los sistemas extrapeninsulares, tanto para la discriminación horaria de tres y seis períodos.

En el Anexo I se analizan dichos calendarios.

### 3 METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE LOS COSTES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

La aplicación de la metodología requiere información de partida, por lo que en primer lugar se describe brevemente la información utilizada. A continuación, se describe la aplicación de la metodología de la Circular para el cálculo de los peajes de transporte y distribución a generadores y consumidores que resultaría para 2014. A efectos de simplificar la explicación, se presentan los resultados de la asignación conjunta del transporte y distribución. No obstante, la metodología proporciona los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y de los peajes de distribución de forma desglosada.

#### 3.1 *Información de entrada*

La asignación de los costes de transporte y distribución correspondientes al ejercicio 2014, tiene en cuenta la siguiente información:

- *Costes reconocidos para cada una de las actividades de transporte y distribución*  
Los costes de transporte y distribución para el ejercicio 2014, así como el incentivo a la disponibilidad del transporte correspondiente a la retribución de los años 2013 y 2014, el incentivo de calidad del servicio correspondiente a la retribución del año 2014, el incentivo a la reducción de pérdidas correspondiente al ejercicio 2013 y la modificación del incentivo de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2011, son los establecidos en la Orden IET/107/2014.
- *Modelo de red simplificado con la información sobre la generación, demanda y pérdidas en cada nivel de tensión.*

- *Balances de potencia y energía desagregados por periodos horarios.*  
Para la asignación de los costes de transporte y distribución se han utilizado los balances de potencia y energía por periodos horarios agregados a partir de los balances solicitados a las empresas con más de 100.000 clientes. Se ha seleccionado el día de potencia máxima para obtener los balances de potencia por periodos horarios.
- *Curvas de carga de grupos tarifarios.*  
Las curvas de carga horaria por grupos tarifarios se han obtenido a partir de las curvas de carga horaria de los clientes con medida horaria facilitadas por las empresas con más de 100.000 clientes, correspondientes al ejercicio 2012. La curva de carga de cada nivel de tensión se obtiene por la agregación de curvas de niveles de tensión inferiores elevadas con los correspondientes coeficientes de pérdidas. (Véase Anexo II).
- *Previsión de energía vertida a la red por los generadores.*
- *Variables de facturación desagregadas por grupo tarifario y periodo horario.*  
El número de clientes por grupo tarifario y el consumo y la potencia contratada desagregados por grupo tarifario y periodo horario se corresponde con la prevista por la CNMC para el ejercicio 2014, ajustando el consumo por periodo al previsto por el Ministerio (234.748 GWh) según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- *Resultados de la ejecución del modelo de red de referencia para el porcentaje de reparto de los costes de la red entre potencia y energía.*
- *Reparto de los costes de distribución por niveles de tensión tarifario, obtenidos a partir de la información de las Circulares de información de la CNMC.*
- *Calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y de la Circular 3/2014 de la CNMC.*

Cabe señalar que la información empleada para la asignación de los costes de transporte y distribución a los peajes de transporte y distribución de 2014, según los calendarios de la Circular 3/2014 utiliza la misma información de base que la asignación con los calendarios vigentes, con la excepción de los balances de potencia por periodo horario, que han sido solicitados a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. En los casos en que ha sido posible se ha adaptado la información disponible a los nuevos calendarios.

### **3.2 Determinación del coste de transporte y distribución que se asigna a los peajes de transporte y distribución de los generadores**

La ubicación en la red de los generadores es un aspecto relevante para el sistema, en la medida en que las redes dan lugar a pérdidas de energía e imponen restricciones técnicas que limitan el funcionamiento de los generadores. Asimismo, cabe señalar que si las decisiones de inversión de una nueva planta no tuvieran en cuenta, a la hora de elegir

su ubicación, los costes de las redes, podría existir un riesgo de que las nuevas plantas de generación se concentraran en zonas de bajo coste de energía primaria (zonas portuarias, terminales de gas, zonas de viento, etc.), lo que podría redundar en mayores costes de inversión en red para transportar la energía hasta los puntos de demanda.

La justificación de establecer un peaje de los generadores está basada en la necesidad de introducir algún tipo de señal económica y/u operativa que incentive la localización de la generación en nudos de la red favorables y desincentive aquellos que pudieran derivar mayores ineficiencias.

En España, donde en la actualidad existe un exceso de capacidad de generación y no hay problemas importantes de congestión en la red de transporte, la finalidad del peaje de los generadores no sería tanto proporcionar señales de localización para la instalación de nueva capacidad de generación sino la de contribuir, junto con la demanda, a la financiación de los costes totales de la red de transporte, de acuerdo al nivel máximo fijado en la actualidad por la regulación europea (0,5 €/MWh).

Al respecto, cabe señalar que, conforme se establece en el 5 del Anexo B del citado Reglamento (EU) Nº 838/2013, ACER está en proceso de elaboración del dictamen sobre el valor o valores límite adecuados de los peajes de los generadores para el período posterior al 1 de enero de 2015. Si bien ACER no ha adoptado ninguna decisión formal sobre los límites contemplados en el Anexo B, se está planteando, por una parte, la eliminación de un límite al peaje de los productores (es decir, no habría un límite al coste de las redes que debe ser financiado por los generadores) y, por otra parte, impedir que los peajes de los generadores tenga un estructura variable (esto es, el peaje de generadores pasaría de constar de un término variable a constar de un término fijo, bien por instalación bien por potencia instalada).

Finalmente cabe indicar que, el principio de peaje único a nivel nacional establecido en el artículo 16.1 de la Ley 24/2013 impide la utilización del peaje de generadores para proporcionar señales a la localización.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y en tanto no se proceda a la revisión de los valores límites incluidos en el Anexo B del citado Reglamento (EU) Nº 838/2013, se asigna a los generadores por el coste de las redes un importe equivalente a 0,5 € por MWh vertido a la red.

### **3.3 Determinación del coste de transporte y distribución que se asigna a los peajes de transporte y distribución de los consumidores**

El reparto de los costes de redes de transporte y distribución entre los distintos suministros se basa en dos criterios de reparto. Por una parte, el consumidor deberá pagar por las redes de transporte y distribución que utiliza. Por otra parte, los peajes de transporte y distribución deben incentivar el uso de la red en períodos horarios de menor

demandas, donde la saturación de las redes es menor, y desincentivar el uso de las redes en períodos horarios de máxima demanda del sistema, donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

A continuación se explica la determinación de los costes de transporte y distribución que se asignan a los peajes de transporte y distribución de los consumidores para 2014.

#### I. Determinación del coste de redes a asignar en los peajes de transporte de los consumidores en 2014

El coste de transporte que se asigna a los peajes de transporte de los consumidores se corresponde con la retribución provisional reconocida al transporte en el ejercicio 2014, minorado por la previsión de ingresos de la aplicación de los peajes de los productores de energía eléctrica conectados a redes de transporte y el resultado de los otros ingresos o pagos resultantes del transporte intracomunitario y de las conexiones internacionales previstos para 2014, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones. Asimismo, se tienen en cuenta las revisiones y los desvíos de años anteriores a 2014 en la retribución del transporte.

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

La retribución definitiva de la retribución del transporte para el ejercicio 2014, establecida en el artículo 1 de la Orden IET/107/2014, asciende a 1.659.595 miles de euros. Adicionalmente, se incluyen el incentivo a la disponibilidad de la red de transporte correspondiente al ejercicio 2014 asciende a 14.295 miles de €, según se establece en el artículo 2.1 de la citada Orden IET/107/2014. En consecuencia la retribución de la actividad del transporte prevista para el ejercicio 2014 asciende a 1.673.890 miles de euros.

##### Ingresos por peajes de generación a las instalaciones conectadas en la red de transporte ( $IG_{T,n}$ )

La previsión de ingresos para el ejercicio 2014 resultante de la aplicación del peaje que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, según el escandallo de costes que acompaña a la Orden ITC/107/2014, asciende a 129.698 miles de euros. Esta estimación incluye los peajes de los generadores conectados tanto redes de transporte como de distribución, por lo que, a efectos de la asignación, a falta de otra información más precisa se ha estimado la parte de los ingresos debida a los generadores conectados a la red de transporte, teniendo en cuenta la información disponible en la CNMC. En particular, se ha supuesto que están conectadas a la red de transporte todas las instalaciones de producción, con la excepción de las instalaciones de producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuya energía se desagrega entre transporte y distribución teniendo en cuenta la información disponible en la Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía

eléctrica en régimen especial, aspecto comentado por varios miembros del CCE (véase Cuadro 1).

**Cuadro 1. Porcentaje de la energía vertida a las redes de distribución desagregada por tecnología.**

	2012	2011	2010
<i>% Régimen Especial vertida en la red de distribución</i>	<b>65,3%</b>	<b>67,6%</b>	<b>67,6%</b>
<i>Cogeneración</i>	81,71%	83,09%	83,50%
<i>Solar Fotovoltaica</i>	98,19%	98,09%	97,95%
<i>Solar Térmica</i>	34,58%	41,21%	28,25%
<i>Solar Eólica</i>	45,68%	45,81%	46,81%
<i>Hidráulica</i>	87,79%	89,46%	88,46%
<i>Biomasa</i>	85,81%	90,06%	93,09%
<i>Residuos</i>	75,22%	78,53%	77,24%
<i>Tratamiento Residuos</i>	92,37%	92,07%	92,03%

Fuente: CNMC (Circular 4/2009)

La demanda vertida en las redes prevista para el ejercicio 2014 se estima en 267.032 GWh, resultado de añadir a la demanda nacional en b.c. prevista para el ejercicio 2014 según la información que acompañó a la propuesta de Orden (259.532 GWh), el resultado de considerar los intercambios internacionales (7.500 GWh de saldo neto exportador, según la información sobre la cobertura de la demanda aportada por el Operador del Sistema para el ejercicio 2014). En la memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se aporta información sobre la producción de energía del anteriormente denominado régimen especial, por lo que se ha considerado la previsión de producción del anteriormente denominado régimen especial (105.564 GWh) de la CNMC para el ejercicio 2014<sup>2</sup>. Aplicando los porcentajes de energía vertida en la red de distribución correspondientes al ejercicio 2012 a la previsión de la CNMC de energía producida en régimen para 2014, se obtiene la energía vertida en la red de distribución (657.528 GWh).

<sup>2</sup> Véase Informe sobre la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su reunión de 21 de enero de 2014, disponible en [http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Home/novedades/energia/2014/20140205\\_Informe%20CNMC%20sobre%20propuesta%20OM%20peajes%20el%C3%A9ctricos%202014.pdf](http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Home/novedades/energia/2014/20140205_Informe%20CNMC%20sobre%20propuesta%20OM%20peajes%20el%C3%A9ctricos%202014.pdf)

**Cuadro 2. Estimación de la energía de renovables, cogeneración y residuos vertida en la red de distribución en 2014**

Régimen especial	Previsión CNMC del RE para 2014	% vertido en la red de distribución	GWh vertidos en distribución
<i>Cogeneración</i>	105.564	65,3%	67.528
<i>Solar Fotovoltaica</i>	26.485	81,7%	21.640
<i>Solar Térmica</i>	7.532	98,2%	7.396
<i>Solar Eólica</i>	5.886	34,6%	2.035
<i>Hidráulica</i>	49.705	45,7%	22.705
<i>Biomasa</i>	4.487	87,8%	3.939
<i>Residuos</i>	4.281	85,8%	3.673
<i>Tratamiento Residuos</i>	2.919	75,2%	2.196
	4.271	92,4%	3.945

Fuente: CNMC

De acuerdo con las hipótesis anteriores, el 74,7% (199.504 GWh) se verterá en la red de transporte y el 25,3% (67.528 GWh) se verterá en la red de distribución.

**Cuadro 3. Estimación de la energía vertida en la red transporte y en la red de distribución en 2014**

	GWh	% sobre total
<i>Demanda nacional (A)</i>	259.532	
<i>Saldo neto exportador (B)</i>	7.500	
<i>Demanda vertida en la red (A) + (B)</i>	267.032	100,0%
Demanda vertida en la red de transporte	199.504	74,7%
Demanda vertida en la red de distribución	67.528	25,3%

Fuente: CNMC y OS

En consecuencia, los ingresos por peajes de generación de instalaciones conectados a la red de transporte en 2014 ascienden a 96.900 miles de euros, resultado de aplicar el 74,7% a la previsión total de ingresos de peajes de generadores para 2014 según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden (129.698 miles de euros).

En relación con lo anterior, se indica que no se ha aplicado la metodología de cálculo establecida en el punto 1 del Anexo II de la Circular, debido a que el resultado de aplicar dicho procedimiento considerando las previsiones de la CNMC (en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se proporciona la información necesaria para su cálculo) da lugar a una previsión de ingresos por peajes de generadores diferente de la incluida en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

### Otros ingresos o pagos de transporte intracomunitarios ( $TSO_n$ )

Según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes a partir de 2014, los ingresos previstos por este concepto para el ejercicio 2014 ascienden a 107.800 miles de euros.

### Desvíos de ejercicios anteriores ( $D_T$ )

En la determinación del coste 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.

De acuerdo con la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, en 2014 se incluye el impacto de la retribución definitiva del transporte de los ejercicios 2009, 2010 y 2011, que asciende a 111.178 miles de euros.

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 lo anterior, teniendo en cuenta que los desajustes de los ejercicios 2012 y 2013, que incluyen todas las partidas de costes e ingresos, se han reconocido como mayor déficit de ingresos del sistema, conforme a lo dispuesto en la Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y la Disposición adicional decimoctava de la Ley 24/2013, no se consideran desvíos de ingresos de ejercicios anteriores.

En resumen, se estima en 1.358.012 miles de euros el coste de transporte a imputar en los peajes de transporte de los consumidores para el ejercicio 2014.

**Cuadro 4. Estimación del coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte de los consumidores en el ejercicio 2014**

<i>Coste de transporte a asignar en peajes de transporte de los consumidores (miles €)</i>	<b>1.358.012</b>
<b>Retribución del transporte 2014</b>	<b>1.673.890</b>
Retribución del transporte	1.659.595
Incentivo a la disponibilidad 2014	14.295
<b>- Ingresos por peajes de generadores</b>	<b>- 96.900</b>
<b>± TSO</b>	<b>- 107.800</b>
<b>± Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>- 111.178</b>
Retribución definitiva 2009-2011	- 111.178
Ingresos de generadores	no aplica
Ingresos por peajes de consumidores	no aplica
TSO	no aplica

Fuente: CNMC, Orden IET/107/2014.

## **II. Determinación del coste de redes a asignar a los peajes de distribución de los consumidores de 2014**

Análogamente a los peajes de transporte, los peajes de distribución de los consumidores incluyen en su cálculo la retribución provisional de la retribución de 2014 minorada por los ingresos previstos por peajes de generadores conectados a la red de distribución, teniendo en cuenta, en su caso, desvíos de ejercicios anteriores, debidos a la revisión de la retribución de ejercicios anteriores y las diferencias entre los ingresos previstos y reales por la aplicación de los peajes de generadores conectados a las redes de distribución 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 2014 asciende a 4.986.444 miles de euros. Este importe incluye la retribución definitiva de la actividad de distribución de 2014 de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes (4.572.584 miles de euros), la retribución de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes (321.304 miles de euros), según se establece en los artículos 3.1 y 3.2 de la Orden ITC/107/2014, respectivamente. Asimismo, se prevé un importe por el incentivo o penalización para la mejora de la calidad de servicio correspondiente a la distribución de 2014 de 92.557 miles de euros, según se establece en el artículo 4 de la Orden ITC/107/2014.

*Ingresos por peajes de generación a las instalaciones conectadas en la red de distribución ( $IG_{D,n}$ )*

Análogamente a los costes de la red de transporte, se hace necesario descontar de los costes de distribución los ingresos por peajes de generación de instalaciones conectados a la red de distribución previstos para 2014. Estos ingresos se estiman en 32.798 miles de euros, resultado de restar a la previsión de ingresos de peajes de generadores según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden (129.698 miles de euros) los ingresos estimados de peajes de generadores conectados a la red de transporte (96.900 miles de euros).

*Desvíos de ejercicios anteriores ( $D_D$ )*

En la determinación del coste de distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución de los consumidores del ejercicio 2014, no se ha incluido la cuantía del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas correspondiente a la retribución de 2013 (-14.181) establecidas en el artículo 5.1 de la Orden ITC/107/2014, ya que ha sido incorporada en la Liquidación provisional 13/2013. Por el contrario, si se incluye el impacto de la revisión de la cuantía del incentivo o penalización para la reducción de las pérdidas correspondiente a la retribución del ejercicio 2011, establecidas en el artículo 5.2 de la Orden ITC/107/2014, ya que según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se considera que tendrá impacto en el ejercicio 2014.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta que los desajustes de los ejercicios 2012 y 2013, que incluyen todas las partidas de costes e ingresos, se han reconocido como mayor déficit de ingresos del sistema, conforme a lo dispuesto en la Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y la Disposición adicional decimoctava de la Ley 24/2013, no se consideran desvíos de ingresos de ejercicios anteriores.

En resumen, el coste de distribución de 2014 a recuperar con cargo a los peajes de distribución de los consumidores asciende a 4.953.646 miles de euros (véase Cuadro 5).

**Cuadro 5. Estimación del coste de distribución que se debe recuperar por los peajes de distribución de los consumidores en 2014**

<i>Coste de distribución a asignar en peajes a consumidores (miles €)</i>	<b>4.953.646</b>
<b>+ Retribución Distribución</b>	<b>4.986.444</b>
<i>Distribuidores con más de 100.000 clientes</i>	4.665.141
Retribución definitiva de distribución	4.572.584
Incentivo pérdidas y calidad de servicio 2014	92.557
<i>Distribuidores con menos de 100.000 clientes</i>	321.303
<b>- Ingresos por peajes de generadores</b>	<b>- 32.798</b>
<b>± Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>-</b>
<i>Revisión retribución ejercicios anteriores</i>	no aplica
Desvíos peajes de generadores	no aplica
Desvíos peajes de consumidores	no aplica

Fuente: CNMC, Orden IET/107/2014.

### **III. Determinación del coste de transporte y distribución por niveles de tensión tarifarios**

De acuerdo con el principio de eficiencia, la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución asigna los costes de las redes de transporte y distribución a cada grupo tarifario según los costes de las redes que utiliza, evitando de esta manera subsidios cruzados entre grupos tarifarios. Para ello se desglosa el coste de las redes entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT4). Teniendo en cuenta que la mayor parte de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad<sup>3</sup> se han mostrado de acuerdo con la definición de los niveles de tensión tarifarios actuales, se ha optado por mantenerlos.

Adicionalmente, se indica que los cálculos de los peajes de acceso se realizan con unas características de la red y de transformaciones generales, sin entrar en especificidades concretas de diseño red llevada a cabo por cada empresa distribuidora, y cuyo desarrollo ha venido motivado por distintos factores como la demanda, la eficiencia y otros factores socioeconómicos de la zona atendida por cada empresa. La consideración de las diferentes particularidades de cada red podría implicar, en último extremo, que cada consumidor de una misma categoría pagara un precio distinto, lo cual no se contempla dentro del sistema de tarifa única.

<sup>3</sup> En concreto, se han mostrado en desacuerdo con la actual desagregación por nivel de tensión tres miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. Dos de ellos proponen integrar las redes de tensión igual o superior a 30 kV en el NT2, mientras que el tercero propone incluir peajes específicos para los niveles de tensión de 220 kV y 400 kV.

Así, los costes de la red 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), teniendo en cuenta información declarada por las empresas distribuidoras en Circular 1/2012 y 3/2012 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. Se indica que en el cálculo de los coeficientes de reparto se han tenido en cuenta la información declarada por las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, aspecto señalado por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. En particular, los costes de distribución de cada nivel de tensión tarifario se determinan a partir de los siguientes costes:

- (i) NT0 (tensiones no superiores a 1 kV): los costes de las líneas de baja tensión, así como los costes de los centros de transformación.
- (ii) NT1 (tensiones mayores de 1 kV y no superiores a 36 kV): los costes de las líneas de media tensión, así como los de las subestaciones alta/media tensión.
- (iii) NT2 (mayores de 36 kV y no superiores a 72,5 kV) y NT3 (mayores de a 72,5 kV y no superiores a 145 kV): los costes de las líneas de alta tensión, así como los de las subestaciones de transporte /alta tensión y los de las subestaciones alta tensión/alta tensión.

En el Cuadro 6 se recogen los porcentajes de reparto de los costes de transporte y distribución por nivel de tensión tarifario<sup>4</sup>, excluido el coste de gestión comercial de distribuidores, y el coste que resulta de aplicar dichos porcentajes al coste de distribución que debe recuperarse por los peajes de transporte y distribución de 2014.

**Cuadro 6. Determinación del coste de transporte y distribución de 2014 a recuperar a través de los peajes de transporte y distribución de los consumidores por nivel de tensión tarifario. Porcentajes de reparto de costes de redes por niveles de tensión tarifarios.**

	Coste de transporte	Coste de distribución			
		NT4	NT3	NT2	NT1
<b>Coste de redes de 2014 a recuperar por nivel de tensión tarifario (miles €)</b>	<b>1.358.012</b>	<b>467.202</b>	<b>481.508</b>	<b>2.217.668</b>	<b>1.787.267</b>
<b>% de coste sobre total</b>	<b>100,0%</b>	<b>9,43%</b>	<b>9,72%</b>	<b>44,77%</b>	<b>36,08%</b>

Fuente: CNMC, Circulares 1/2012 y 3/2012

<sup>4</sup> Incluye la información de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes.

### **3.4 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 los consumidores**

En la mayor parte de los diseños tarifarios se considera que el coste por uso de redes se debería recuperar mayoritariamente mediante un cargo por potencia, ya que en el diseño de las redes la potencia es el principal inductor de coste. En cualquier caso, no existe ninguna metodología de diseño de peajes de redes que establezca objetivamente qué parte del coste (diseño) de las redes se debe a la potencia máxima y qué parte se debe a la energía que circula por ellas.

Por otra parte, cabe señalar que, en muchas ocasiones, el coste que se recupera mediante un cargo por energía es mayor a lo que determina la metodología de diseño de peajes que se ha seguido. Esto se debe a que, una vez realizado el diseño tarifario, una parte del cargo que debería ser recuperado mediante un cargo por potencia se transforma en un cargo por energía.

En la metodología de asignación del coste de transporte y distribución a los peajes de los consumidores, la determinación 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 de acuerdo con el principio de causalidad. Para ello se determina el coste de la red asociado a la potencia y el coste de la red justificado por la energía circulada por las redes. La relación entre el coste de red asociado a la potencia y el coste total de la red determina la parte de la retribución que se asigna al término de potencia, siendo el resto del coste asignado al término de energía.

La CNMC ha utilizado un modelo óptimo de red como herramienta de cálculo de los costes asociados a la potencia y a la energía. En particular, la asignación del coste de transporte y distribución entre potencia y energía se basa en dos ejecuciones del Modelo de Red de Referencia Base Cero (MRR). En la primera ejecución, se realiza un diseño completo de la red teniendo únicamente en cuenta el coste asociado a una red diseñada para satisfacer la potencia de punta del sistema respetando la restricción de caída de tensión. En la segunda ejecución, se realiza el diseño de la red completa teniendo en cuenta, además de lo anterior, las pérdidas y los criterios de calidad relacionados con la energía (los criterios se establecen en el punto 3 del Anexo II de la Circular). La relación entre ambas ejecuciones determina el coste de las redes que se recupera con cargo al término de potencia y de energía.

En el Cuadro 7 se recogen 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. Se indica que estos porcentajes se han obtenido promediando el resultado de las ejecuciones del MRR para dos años. Nótese que según la metodología de la Circular, el coste de las redes de transporte y distribución debe recuperarse, principalmente, a través del término de potencia, por ser la potencia de diseño el principal inductor del coste de las redes.

**Cuadro 7. Distribución del coste de transporte y distribución que debe recuperarse a través de los términos de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores por nivel de tensión tarifario. Año base: promedio del resultado de la aplicación del MRR para los años 2004 y 2006.**

Nivel de tensión tarifario	Término de Potencia	Término de Energía
NT0	100,0%	0,0%
NT1	75,0%	25,0%
NT2	75,0%	25,0%
NT3	75,0%	25,0%
NT4	75,0%	25,0%

Fuente: CNMC

Respecto de la metodología de asignación del coste de las redes a los términos de potencia y energía considerado no existe consenso entre los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. En particular, de los 13 miembros que han contestado esta cuestión 6 miembros se han mostrado en contra de la citada metodología, mientras que 7 miembros se han mostrado a favor. Los miembros que se han mostrado en contra de la metodología han justificado su oposición, fundamentalmente, porque podría desincentivar el consumo eficiente de energía ya que al dar mayor peso al término fijo, los consumidores podrían pensar que se trata de una tarifa plana, lo que principalmente afectaría a la evolución del consumo de los consumidores domésticos, ya que únicamente disponen de un término de potencia.

Adicionalmente, cabe señalar que varios miembros del CCE han observado que la asignación del coste a un término fija podría ir en contra de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, en la medida en que, por una parte, no se proporcionan señales de precios a los consumidores en el término de energía y, por otra, se elimina cualquier señal que favorezca el autoconsumo.

Al respecto, se indica, en primer lugar, que la metodología consiste en la asignación de los costes de transporte y distribución, que representan el 35% de los costes de acceso, siendo el 65% de los costes restantes financiados por los cargos, cuya metodología será establecida por el Gobierno, conforme se establece en el artículo 16.1.b) de la Ley 24/2013. Adicionalmente, se señala que la facturación de acceso (que incluiría peajes y cargos) representó entre el 14% y el 60% de la facturación del suministro de electricidad, excluyendo impuestos y el margen de comercialización<sup>5</sup>, en el periodo comprendido entre septiembre de 2012 y octubre de 2013 (véase Cuadro 8).

<sup>5</sup> En el Boletín de Indicadores se muestra la composición de la facturación del consumidor medio de cada peaje, así como las siguientes hipótesis de cálculo. Último Boletín de Indicadores Eléctricos disponible en: [http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Boletin%20Mensual%20Indicadores%20EI%C3%A9ctricos\\_Enero%202014.pdf](http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Boletin%20Mensual%20Indicadores%20EI%C3%A9ctricos_Enero%202014.pdf)

**Cuadro 8. Composición de la facturación del suministro de energía en el periodo comprendido entre septiembre de 2012 y octubre de 2013, excluidos margen de comercialización e impuestos**

Grupo tarifario	Oct 2012 - sep 2013			
	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Total
<b>BT (&lt; 1 kV)</b>	<b>57%</b>	<b>7%</b>	<b>37%</b>	<b>100%</b>
Pc ≤ 15 kW sin DH	60%	7%	33%	100%
Pc ≤ 15 kW con DH	49%	5%	47%	100%
Pc > 15 kW	51%	7%	42%	100%
<b>AT 1 (≥ 1 kV y &lt; 36 kV)</b>	<b>43%</b>	<b>4%</b>	<b>53%</b>	<b>100%</b>
3.1.A	50%	6%	45%	100%
6.1.A	41%	3%	56%	100%
<b>AT 2 (≥ 36 kV y &lt; 72,5 kV)</b>	<b>24%</b>	<b>4%</b>	<b>73%</b>	<b>100%</b>
<b>AT 3 (≥ 72,5 kV y &lt; 145 kV)</b>	<b>21%</b>	<b>3%</b>	<b>76%</b>	<b>100%</b>
<b>AT 4 (≥ 145 kV)</b>	<b>14%</b>	<b>3%</b>	<b>82%</b>	<b>100%</b>
<b>Total</b>	<b>49%</b>	<b>6%</b>	<b>45%</b>	<b>100%</b>

Fuente: CNMC

Nota:

La facturación del suministro de electricidad al consumidor medio de cada grupo tarifario se realiza con las siguientes hipótesis:

- Facturación media de acceso por grupo tarifario, según la base de datos de liquidaciones eléctricas.
- Facturación media de los pagos por capacidad resultante de aplicar los precios unitarios del servicio de capacidad a la demanda en consumo por grupo tarifario, según la información de la base de datos de liquidaciones eléctricas, incrementada por las pérdidas estándares.
- Facturación de la energía en el mercado spot resultante de aplicar el coste horario de energía en el mercado organizado para Comercializadoras en Mercado Libre y Consumidores Directos a Mercado Libre publicado en la página web de la CNMC, a la curva de carga horaria en b.c. del grupo tarifario. Precios de mercado correspondientes al periodo comprendido entre octubre 2012 y septiembre de 2013.
- No se incluyen impuestos ni margen de comercialización.

A efectos ilustrativos, en el Cuadro 9 se muestra la facturación del consumidor medio acogido al PVPC en sus tres modalidades de discriminación horaria aplicables a partir de 1 de febrero de 2014, así como la distribución de la facturación entre el término de potencia y el término de energía. Se observa que entre el 63% y el 72% de la facturación depende del volumen de consumo.

**Cuadro 9. Composición de la facturación del suministro de energía, excluidos impuestos, para el consumidor medio acogidos al PVPC a los precios vigentes a partir de 1 de febrero de 2014.**

Consumidor medio					
DH	Potencia contratada (kW/año)	Consumo (kWh)			
		Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
A	4,10	2.416	2.416		
	5,45	6.491	2.310	4.181	
	4,43	4.181	1.662	1.472	1.047
TRIMESTRE		Facturación anual (€)			% de la facturación recuperado a través del Tp y el Te
		Tp	Te	TOTAL	Tp
TUR (Febrero - Marzo de 2013)		172,43	299,90	472,33	37%
		229,21	586,26	815,47	28%
		186,09	402,72	588,81	32%
Tasa de Variación		17,9%	-6,9%	0,9%	
		17,9%	-5,0%	0,5%	
		17,9%	-5,3%	1,0%	

Fuente: CNMC y Resolución de

En consecuencia, la señal de precio que se transmite a los consumidores dependerá en gran medida tanto de la metodología de cálculo de los cargos para la financiación del resto de costes regulados, como de la evolución del coste de la energía en el mercado.

En segundo lugar, la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética establece que “*En lo tocante a la electricidad, los Estados miembros se asegurarán de que la reglamentación de la red y las tarifas de red cumplen los criterios del anexo XI, teniendo en cuenta las orientaciones y códigos desarrollados en virtud del Reglamento (CE) nº 714/2009*”. El citado Anexo XI establece que las tarifas de red reflejarán el ahorro en costes obtenidos de medidas de demanda y de generación distribuida, incentivarán la transferencia de demanda de energía de las horas de punta a las horas de valle. Adicionalmente establece que las tarifas de redes y las tarifas finales a los consumidores podrán reforzar medidas de

fijación dinámica de precios, tales como tarifas diferenciadas por períodos horarios, tarifas de punta críticas, precios reales y descuentos por retirada de demanda en punta.

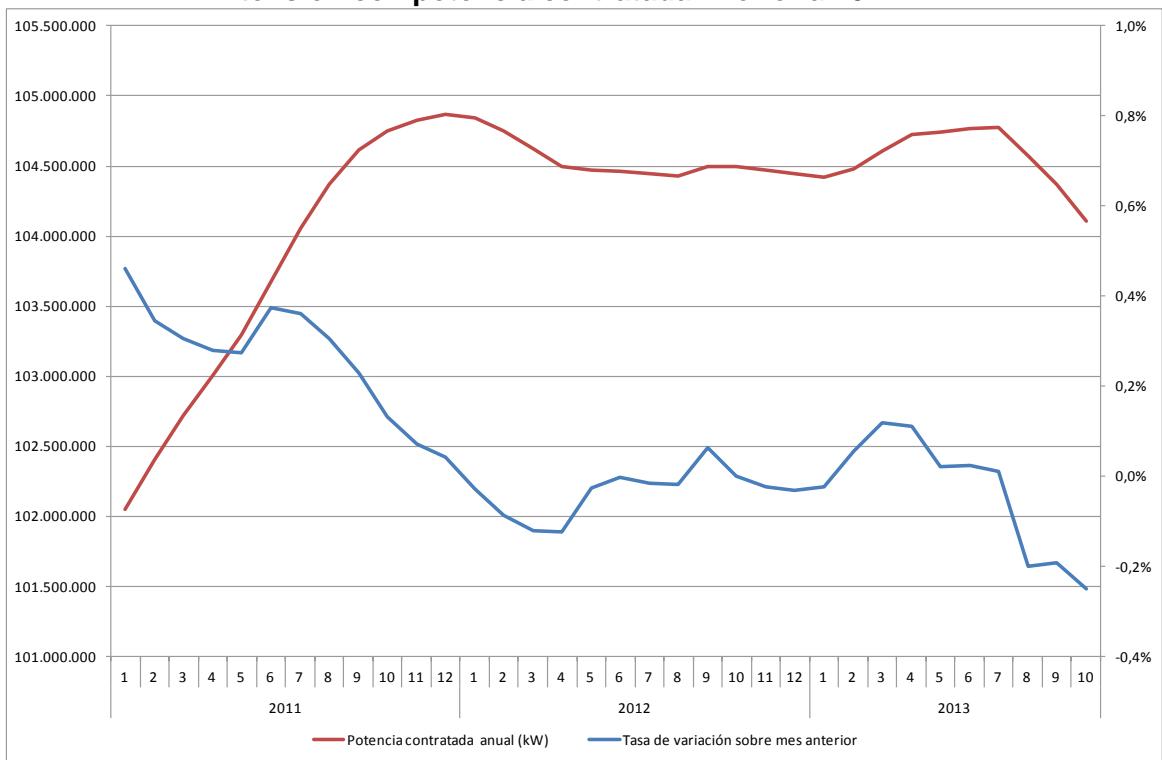
La metodología de asignación de la Circular cumple con los principios establecidos tanto en las Directiva 2009/72/CE y Directiva 2012/27/UE como en el Reglamento 714/2009, en la medida en que reflejan la naturaleza de los costes de las redes, en su cálculo tienen en cuenta las inyecciones de energía realizadas en los diferentes niveles de tensión y proporcionan señales a los consumidores sobre los períodos horarios en los que su suministro supone mayor coste para el sistema.

En tercer lugar, se indica que tras los aumentos introducidos en los términos de potencia de los peajes de acceso en las sucesivas órdenes de peajes<sup>6</sup> se ha podido constatar una contracción de la potencia contratada por los consumidores. Por tanto, cabe concluir que los consumidores han reaccionado a la señal de precios reduciendo la potencia contratada, a pesar de que dicha señal de precios se ha dado a través de término fijo. A efectos ilustrativos, en el gráfico inferior se muestra la evolución de la potencia contratada por los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW (peaje 2.0 A). Se observa que a partir de julio de 2013 se registra una contracción de la potencia facturada, a pesar de la campaña de instalación de Interruptores de Control de Potencia (ICP).

---

<sup>6</sup> Se indica que tras los aumentos de los términos de potencia introducidos en la Orden IET/1491/2013 y en la Orden IET/107/2014, la facturación del término fijo ha pasado de representar el 35% de la facturación de acceso a representar el 69%. En particular, la facturación del término de potencia de los consumidores conectados en baja tensión con potencia inferior a 10 kW ha pasado de representar el 30% de la facturación de acceso al 59%.

**Gráfico 1. Evolución de la potencia facturada de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW.**



Fuente: CNMC

En cuarto lugar, las redes se diseñan para abastecer la potencia que demandan los consumidores en la hora de máxima demanda del sistema, independientemente de que el resto de las horas del año la demanda sea nula, lo que justifica que el coste de las redes sea de naturaleza mayoritariamente fija y, coherentemente, sea asignado al término fijo de los peajes. En consecuencia, se considera que el coste de las redes debe ser financiado por todos los consumidores conectados a la red de transporte o distribución, independientemente de si cuentan con una instalación de generación propia o no, en la proporción que les corresponda por el uso de las redes.

Finalmente, en el Cuadro 10 se anticipa el resultado de la facturación por el término de potencia que resulta de la metodología de asignación al término de potencia y energía. Se observa que, la facturación por el término de potencia de los peajes de acceso vigentes en 2014 asciende a 9.970 M€, mientras que la facturación por los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la aplicación de la Circular asciende a 5.237 M€, lo que representa el 82,2% de los costes de redes asignados a los consumidores. En consecuencia, según la metodología la parte del coste de las redes que debe ser recuperado a través de los términos de potencia del peaje de transporte y distribución es inferior a la que se recupera a través del término de potencia de los peajes de acceso vigentes en un 47,5%.

**Cuadro 10. Facturación por el término de potencia de los peajes vigentes y proporción del coste de redes, incluyendo coste de gestión comercial, que se recupera a través de los peajes pagados por los consumidores con la metodología asignativa de la Circular. Año 2014**

Coste de Transporte, Distribución y Gestión Comercial a recuperar por peajes de consumidores (miles €)			6.368.358		
Peaje de acceso	Peaje de T&D	Consumo (GWh)	Facturación por término de potencia (miles de €)	% del coste de T&D recuperado a través del término de potencia	Diferencias
			Orden IET/107/2014 (A)	Circular 3/2014 (B)	Orden IET/107/2014 Peajes T&D propuesta de Circular (B) - (A) (B) sobre (A)
2.0 A	2.0 TD	62.276	4.020.977	2.946.725	- 1.074.252 -26,7%
2.0 DHA	2.02 TD	7.523	240.396	176.171	- 64.225 -26,7%
2.0 DHS	2.03 TD	5	199	146	- 53 -26,7%
2.1 A	2.0 TD	6.428	398.966	250.267	- 148.699 -37,3%
2.1 DHA	2.02 TD	3.122	100.160	62.829	- 37.331 -37,3%
2.1 DHS	2.03 TD	2	86	54	- 32 -37,3%
3.0 A	3.0 TD	35.343	2.231.836	753.384	- 1.478.453 -66,2%
3.1 A	3.1 TD	15.381	778.518	268.371	- 510.147 -65,5%
6.1	6.1 TD	55.322	1.744.270	556.144	- 1.188.125 -68,1%
6.2	6.2 TD	16.755	211.209	93.863	- 117.346 -55,6%
6.3	6.3 TD	9.122	91.004	35.452	- 55.551 -61,0%
6.4	6.4 TD	23.250	152.877	93.854	- 59.023 -38,6%
<b>Total</b>		<b>234.528</b>	<b>9.970.496</b>	<b>5.237.260</b>	<b>- 4.733.236</b> <b>-47,5%</b>

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y señalando adicionalmente que una parte mayoritaria de los miembros del Consejo Consultivo se han mostrado a favor, esta Comisión ha decidido mantener el criterio de asignación propuesto con anterioridad.

Aplicando los porcentajes de 2014 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 11).

**Cuadro 11. Asignación del coste de transporte y distribución de cada nivel tarifario al término de potencia y al término de energía**

	Coste de transporte	Coste de distribución				<b>Total</b>
		NT4	NT3	NT2	NT1	
<b>Coste a recuperar por nivel de tensión tarifario (M€)</b>	<b>1.358.012</b>	<b>467.202</b>	<b>481.508</b>	<b>2.217.668</b>	<b>1.787.267</b>	<b>6.311.658</b>
<b>% de coste sobre total</b>	<b>100,0%</b>	<b>9,43%</b>	<b>9,72%</b>	<b>44,77%</b>	<b>36,08%</b>	



<b>% de coste a recuperar a través del término de potencia</b>	<b>75%</b>	<b>75%</b>	<b>75%</b>	<b>75%</b>	<b>100%</b>	<b>82%</b>
<b>Coste de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de potencia (miles €)</b>	<b>1.018.509</b>	<b>350.402</b>	<b>361.131</b>	<b>1.663.251</b>	<b>1.787.267</b>	<b>5.180.560</b>
<b>Coste a recuperar por nivel de tensión tarifario a través del término de energía (miles €)</b>	<b>25%</b>	<b>25%</b>	<b>25%</b>	<b>25%</b>	<b>0%</b>	<b>18%</b>
<b>Coste de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de energía (miles €)</b>	<b>339.503</b>	<b>116.801</b>	<b>120.377</b>	<b>554.417</b>	<b>-</b>	<b>1.131.098</b>

Fuente: CNMC

### **3.5 Obtención de los términos de facturación de la potencia contratada en los peajes de transporte y distribución de los consumidores**

El cálculo de los términos de facturación de la potencia contratada de los peajes de transporte y distribución de los consumidores ( $C_i^D$ ) consta de las siguientes etapas:

#### **I. Asignación por periodo horario del coste de transporte y distribución en cada nivel de tensión tarifario a recuperar mediante los términos de potencia**

El coste de transporte y distribución que debe ser recuperado con cargo a los términos de potencia 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 elabora de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo II, teniendo en cuenta la información horaria remitida por las empresas para el último año con información completa. Se indica que la participación de cada periodo en la punta se calcula con las curvas horarias del ejercicio 2012.

Debido a que, por una parte, los peajes de transporte y distribución tienen diferentes discriminaciones horarias (seis períodos para los consumidores de alta tensión y tres, dos o un periodo para los consumidores de media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW y para los consumidores de baja tensión) y, por otra parte, a que los peajes de cada nivel de tensión tienen que incorporar los costes de los niveles de tensión aguas arriba, la asignación de costes en la punta por períodos se realiza tomando como referencia la discriminación horaria de seis períodos.

Para establecer el número horas de punta que se va a tener en cuenta en la asignación del coste de transporte y distribución por periodo horario, se ha realizado un análisis de la variación de la participación de cada periodo en la punta por nivel de tensión. Todo ello considerando los períodos horarios establecidos en la normativa vigente y los períodos horarios de la Circular, elaborado a partir de la propuesta del OS.

En los cuadros siguientes se muestran los resultados obtenidos considerando el número de horas incluidas en el periodo 1 de la discriminación horaria de seis períodos y en el periodo 1 de la discriminación horaria de tres períodos, según los calendarios vigentes y los calendarios de la Circular. Se observa que, cuanto menor es el número de horas de punta que se considera, mayor es la participación de los períodos 1 y 2 y, por tanto, mayor es el coste asignado a dichos períodos y menor el coste asignado al periodo 6. En consecuencia, cuanto menor sea el número de horas de punta considerado mayor será la diferenciación de precios por periodo.

En el Anexo III de la memoria se acompañan los análisis de sensibilidad realizados a la participación de los períodos horarios en la punta de la demanda de cada nivel de tensión  $i$ , teniendo en cuenta los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y los de la Circular.

**Cuadro 12. Distribución por periodo horario de las primeras 622 horas de la monótona de cada nivel de tensión según los calendarios vigentes y el calendario de la Circular 3/2014. Año 2012**

Calendario Orden ITC/2794/2007						Circular 3/2014					
Periodo	Nivel de Tensión						Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4		0	1	2	3	4
1	29,7%	50,0%	50,6%	50,6%	48,7%		60,0%	65,0%	64,1%	64,1%	65,6%
2	33,8%	35,5%	35,4%	34,9%	36,3%		23,5%	19,8%	19,5%	19,8%	21,5%
3	15,9%	9,6%	9,8%	10,1%	10,5%		0,0%	9,8%	10,9%	10,3%	8,0%
4	4,0%	0,8%	1,0%	1,4%	2,4%		0,0%	5,0%	5,3%	5,3%	4,3%
5	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6	16,6%	4,0%	3,2%	2,9%	2,1%		16,6%	0,5%	0,2%	0,5%	0,5%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>		<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 13. Distribución por periodo horario de las primeras 832 horas de la monótona de cada nivel de tensión según los calendarios vigentes y el calendario de la Circular 3/2014. Año 2012**

Periodo	Nivel de Tensión					
	0	1	2	3	4	
1	26,6%	45,9%	46,4%	45,6%	44,2%	
2	33,3%	34,0%	33,9%	33,7%	34,4%	
3	14,9%	10,3%	10,7%	11,3%	11,2%	
4	5,3%	3,2%	3,5%	4,0%	5,0%	
5	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%	
6	19,8%	6,5%	5,4%	5,5%	5,0%	
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	
						<b>Circular 3/2014</b>
						Nivel de Tensión
	0	1	2	3	4	
	52,5%	57,3%	57,1%	57,1%	58,3%	
	26,3%	21,5%	21,0%	21,0%	22,0%	
	1,4%	12,7%	13,5%	13,3%	12,1%	
	1,1%	7,6%	8,1%	8,1%	6,4%	
	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
	18,5%	0,8%	0,4%	0,5%	1,2%	
	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 14. Distribución por periodo horario de las primeras 1.500 horas de la monótona de cada nivel de tensión según los calendarios vigentes y el Calendario de la Circular 3/2014. Año 2012**

Periodo	Nivel de Tensión					
	0	1	2	3	4	
1	24,9%	35,3%	35,1%	34,7%	33,5%	
2	29,8%	29,3%	29,4%	29,6%	30,3%	
3	11,3%	14,3%	14,3%	14,4%	14,1%	
4	8,3%	9,9%	10,5%	10,5%	12,0%	
5	1,1%	1,5%	1,8%	2,0%	2,2%	
6	24,6%	9,7%	9,0%	8,8%	7,9%	
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	
						<b>Circular 3/2014</b>
						Nivel de Tensión
	0	1	2	3	4	
	39,9%	42,4%	42,3%	42,1%	42,1%	
	25,5%	21,2%	20,8%	21,0%	22,9%	
	7,5%	19,3%	20,1%	20,5%	19,4%	
	7,5%	13,7%	14,0%	13,5%	12,1%	
	1,1%	1,2%	1,2%	1,3%	1,6%	
	18,5%	2,2%	1,7%	1,6%	2,0%	
	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 15. Distribución por periodo horario de las primeras 2.000 horas de la monótona de cada nivel de tensión según los calendarios vigentes y los calendarios de la Circular 3/2014. Año 2012**

Periodo	Calendario Orden ITC/2794/2007					Circular 3/2014				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	22,7%	28,4%	28,3%	28,1%	27,7%	33,3%	34,8%	34,6%	34,4%	34,2%
2	26,1%	27,5%	27,6%	27,7%	27,5%	23,4%	21,6%	21,2%	21,3%	21,7%
3	10,8%	14,3%	14,3%	14,4%	14,2%	11,7%	23,1%	23,4%	23,8%	23,3%
4	11,7%	14,0%	14,1%	14,2%	15,0%	11,4%	14,5%	14,7%	14,6%	14,5%
5	3,9%	5,2%	5,8%	5,9%	6,7%	2,6%	3,6%	3,9%	3,8%	4,1%
6	24,9%	10,7%	10,0%	9,9%	9,1%	17,7%	2,5%	2,3%	2,3%	2,4%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

Los resultados obtenidos son sensibles a los perfiles de las curvas de carga por nivel de tensión tarifario, a la definición de las discriminaciones horarias y al elevado número de periodos horarios definidos en la estructura tarifaria vigentes. Cabe señalar que, la mayor discriminación por períodos que resulta de aplicar la metodología de la Circular 3/2014 (en adelante Circular CNMC) respecto a la consideración de los calendarios vigentes, se justifica porque las curvas de carga que se toman para el cálculo de la participación de los períodos en la punta son las del ejercicio 2012, cuyo perfil tiene en cuenta las señales de precio que en ese momento recibieron los consumidores con los calendarios vigentes y no se corresponden con los calendarios de la Circular.

En consecuencia, en la determinación del número de horas de punta es relevante el calendario que se considera, teniendo en cuenta que no se dispone de información que permita aproximar cómo reaccionará la demanda a las señales de precio que se deriven de los peajes de transporte y distribución en coherencia con los nuevos calendarios. Al respecto se indica que, en el análisis de los calendarios vigentes se ha detectado que de los años analizados (2008-2012) el perfil del año 2008 es el que peor se ajusta a los calendarios de la Orden ITC/2794/2007, debido a que al ser el primer año en que se aplicaron dichos calendarios no incorpora en su totalidad la reacción de la demanda de los consumidores a la nueva señal de precios.

Teniendo en cuenta la consideración anterior, si bien se define el número de horas de punta como el 10% de las horas del año (876 horas), en línea con los comentarios de la mayor parte de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad<sup>7</sup> que han contestado a esta cuestión, se indica que el número de horas de partida, se establece en 1.500 horas

<sup>7</sup> La mayor parte de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad han señalado, por una parte, la necesidad de introducir una mayor discriminación de precios por periodo en los peajes de acceso y, por otra parte, la necesidad de disminuir el número de horas de punta. Tan solo un miembro se ha mostrado conforme con mantener las relaciones de precios actuales.

y se irá reduciendo progresivamente hasta alcanzar al final del periodo regulatorio el número de horas de punta objetivo (876). En todo caso, el número de horas fijado para el año n no podrá ser superior al número de horas definido para el año n-1. Este número de horas se ha definido teniendo en cuenta la discriminación por periodos que resulta de aplicar la metodología de Circular 3/2014 considerando los calendarios vigentes y una punta de 876 horas. Todo ello a efectos de no introducir un cambio radical en la señal de precios que se transmite a los consumidores, máxime teniendo en cuenta que no se puede anticipar la reacción de los consumidores al cambio de los calendarios.

A efectos ilustrativos, en el Anexo IV de la presente Memoria se muestran los resultados de la metodología de la Circular 3/2014 en función del número de horas de punta consideradas, así como la discriminación de precios por periodo considerando los calendarios vigentes y el calendario de la Circular. Se indica que a efectos de tener una sensibilidad de la discriminación de precios por periodos horarios, se adjunta para el calendario vigente, los resultados de la asignación para los ejercicios 2013 y 2014.

Una vez definidas las horas que integran el periodo de punta, se asigna el coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión que se va a recuperar a través de los términos de potencia por periodos, en función de la representatividad del mismo en las horas de mayor demanda de cada nivel de tensión.

En particular, el coste del periodo horario  $p$  de cada nivel tarifario  $i$  se obtiene de multiplicar el coste 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. En los cuadros siguientes se muestra la asignación del coste de cada nivel de tensión tarifario por periodo según los calendarios vigentes y según el calendario de la Circular 3/2014, considerando una punta de 876 horas y 1.500 horas, respectivamente.

**Cuadro 16. Asignación del coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión tarifario por periodo horario, considerando una punta de 876 horas y los calendarios vigentes. En % y en miles de €). Año 2014**

Calendario Orden ITC/2794/2007						Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario					
Periodo	Nivel de Tensión						Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4		0	1	2	3	4
1	26,5%	45,4%	45,8%	45,1%	43,0%		473.340	755.678	165.312	158.001	438.331
2	33,6%	33,1%	33,1%	33,0%	34,9%		599.836	550.620	119.553	115.601	355.781
3	14,5%	10,4%	11,0%	11,4%	11,3%		259.113	172.781	39.576	40.000	115.106
4	5,4%	4,1%	4,1%	4,5%	5,3%		95.892	68.353	14.841	15.600	53.483
5	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%		4.081	1.899	412	400	1.163
6	19,9%	6,8%	5,9%	5,9%	5,4%		355.005	113.921	21.437	20.800	54.646
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>		<b>1.787.267</b>	<b>1.663.251</b>	<b>361.131</b>	<b>350.402</b>	<b>1.018.509</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 17. Asignación del coste del transporte y distribución de cada nivel de tensión tarifario por periodo horario, considerando una punta de 1.500 horas y los calendarios Circular 3/2014. En % y en Miles de €. Año 2014**

Circular 3/2014						Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario				
Periodo	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	39,9%	42,4%	42,3%	42,1%	42,1%	712.524	705.219	152.638	147.402	428.453
2	25,5%	21,2%	20,8%	21,0%	22,9%	456.349	352.609	75.115	73.584	232.899
3	7,5%	19,3%	20,1%	20,5%	19,4%	134.641	321.562	72.467	71.716	197.591
4	7,5%	13,7%	14,0%	13,5%	12,1%	133.449	227.311	50.558	47.421	122.900
5	1,1%	1,2%	1,2%	1,3%	1,6%	20.256	19.959	4.334	4.672	16.296
6	18,5%	2,2%	1,7%	1,6%	2,0%	330.049	36.592	6.019	5.606	20.370
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.787.267</b>	<b>1.663.251</b>	<b>361.131</b>	<b>350.402</b>	<b>1.018.509</b>

Fuente: CNMC

## II. Asignación por grupo tarifario del coste de transporte y distribución en cada nivel de tensión tarifario a recuperar mediante los términos de potencia por cada periodo horario

El coste obtenido para cada nivel de tensión y periodo horario se asigna entre los usuarios de acuerdo con un modelo de red simplificado (véase recogido en el Anexo III de la Circular), 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 tensiones inferiores.

El coste 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  $p$ , el coste del nivel de tensión  $NTi$ , se repartirá entre los niveles  $NTj$ , con  $j \leq i$ , de acuerdo a unos coeficientes  $\alpha_{j,p}^i$ :

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

Los coeficientes de asignación del coste del nivel de tensión tarifario  $i$  de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores se obtienen a partir de la agregación de los balances de potencia para la hora de máxima demanda del periodo  $p$  proporcionados por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes. 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

2012 de cada uno de los seis períodos, según el calendario vigente y de la Circular 3/2014 (véase Cuadro 18).

**Cuadro 18. Hora de máxima demanda de cada uno de los períodos horarios de la discriminación de seis períodos, según el calendario vigente y el calendario de la Circular 3/2014. Año 2012**

Calendario Orden ITC/2794/2007		Circular 3/2014	
Período	Día	Hora	MW
1	13/02/2012	21	43.193
2	13/02/2012	22	42.125
3	20/03/2012	21	37.793
4	21/03/2012	12	36.958
5	30/10/2012	20	34.956
6	04/02/2012	21	38.330

Día	Hora	MW
13/02/2012	21	43.193
09/02/2012	10	40.520
28/06/2012	14	38.787
27/06/2012	15	37.894
18/04/2012	13	34.731
04/02/2012	21	38.330

Fuente: CNMC y OS

En el Cuadro 19 y el Cuadro 20 se presentan los coeficientes  $\alpha_{j,p}^i$  (calculados conforme a la formulación recogida en el Anexo II de la Circular) que resultan de considerar los calendarios vigentes y los calendarios de la Circular. Según los balances de potencia proporcionados por las empresas para la hora de máxima demanda del periodo  $p$ , considerando el calendario vigente, el coste del periodo 1 del NT1 se debe en un 25,8% a los consumidores conectados en el mismo nivel de tensión y en un 74,2% a los consumidores conectados en baja tensión. Del mismo modo el coste del periodo 1 del nivel de tensión 2 se debe en un 8,6% a los consumidores conectados en el propio nivel de tensión, en un 23,6% a los consumidores conectados en el NT1 y en un 67,8% a los consumidores conectados en NT0 y así sucesivamente. Cabe señalar la coincidencia de los coeficientes de asignación de los períodos 1 y 6, debido a que la hora de mayor demanda de dichos períodos coincide en ambos calendarios. A efectos de un mayor contraste, esta Comisión analiza en el Anexo V la sensibilidad de estos coeficientes a un mayor número de horas de máxima demanda en distintos años.

En el Anexo VI 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 2011, según el calendario vigente y el calendarios de la Circular 3/2014.

**Cuadro 19. 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 según el calendario vigente.**

Nivel de tensión tarifario	$\alpha_{j, p}^i$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha_{0, p}^0$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha_{1, p}^1$	0,258	0,242	0,298	0,389	0,352	0,218
	$\alpha_{0, p}^1$	0,742	0,758	0,702	0,611	0,648	0,782
	$\alpha_{2, p}^2$	0,086	0,085	0,105	0,122	0,114	0,085
NT2	$\alpha_{1, p}^2$	0,236	0,221	0,267	0,341	0,311	0,199
	$\alpha_{0, p}^2$	0,678	0,693	0,628	0,537	0,575	0,716
	$\alpha_{3, p}^3$	0,043	0,048	0,064	0,074	0,073	0,065
NT3	$\alpha_{2, p}^3$	0,042	0,042	0,050	0,057	0,056	0,042
	$\alpha_{1, p}^3$	0,236	0,220	0,264	0,338	0,306	0,194
	$\alpha_{0, p}^3$	0,679	0,690	0,622	0,531	0,565	0,699
	$\alpha_{4, p}^4$	0,083	0,090	0,112	0,118	0,103	0,113
NT4	$\alpha_{3, p}^4$	0,016	0,017	0,022	0,025	0,026	0,023
	$\alpha_{2, p}^4$	0,044	0,044	0,051	0,057	0,056	0,042
	$\alpha_{1, p}^4$	0,221	0,205	0,243	0,311	0,286	0,179
	$\alpha_{0, p}^4$	0,636	0,644	0,572	0,489	0,528	0,643

Fuente: CNMC

**Cuadro 20. 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 según el calendario de la Circular 3/2014**

Nivel de tensión tarifario	$\alpha_{j, p}^i$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha_{0, p}^0$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha_{1, p}^1$	0,258	0,357	0,390	0,395	0,396	0,218
	$\alpha_{0, p}^1$	0,742	0,643	0,610	0,605	0,604	0,782
	$\alpha_{2, p}^2$	0,086	0,106	0,108	0,112	0,123	0,085
NT2	$\alpha_{1, p}^2$	0,236	0,319	0,348	0,351	0,347	0,199
	$\alpha_{0, p}^2$	0,678	0,575	0,544	0,538	0,530	0,716
	$\alpha_{3, p}^3$	0,043	0,060	0,055	0,059	0,074	0,065
NT3	$\alpha_{2, p}^3$	0,042	0,049	0,053	0,055	0,058	0,042
	$\alpha_{1, p}^3$	0,236	0,318	0,348	0,350	0,344	0,194
	$\alpha_{0, p}^3$	0,679	0,573	0,544	0,536	0,524	0,699
NT4	$\alpha_{4, p}^4$	0,083	0,103	0,083	0,085	0,135	0,113
	$\alpha_{3, p}^4$	0,016	0,021	0,018	0,019	0,023	0,023
	$\alpha_{2, p}^4$	0,044	0,052	0,053	0,054	0,056	0,042
	$\alpha_{1, p}^4$	0,221	0,294	0,330	0,332	0,311	0,179
	$\alpha_{0, p}^4$	0,636	0,530	0,516	0,509	0,475	0,643

Fuente: CNMC

Tal y como se indica en el Anexo II de Circular, la asignación del coste 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 los Cuadro 21 y Cuadro 22 se muestra el resultado de la asignación del coste de cada nivel de tensión a niveles de tensión inferiores, según el calendario vigente y el calendario considerado en la Circular 3/2014.

**Cuadro 21. Asignación del coste del nivel de tensión tarifario i de cada periodo p de 2014 al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores según el calendario vigente. Miles de €.**

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	473.340	599.836	259.113	95.892	4.081	355.005
	NT1	194.888	133.122	51.503	26.566	667	24.781
NT1	NT0	560.790	417.498	121.277	41.787	1.231	89.140
	NT2	14.168	10.220	4.161	1.811	47	1.821
NT2	NT1	38.980	26.433	10.557	5.064	128	4.267
	NT0	112.164	82.899	24.859	7.966	237	15.349
NT3	NT3	6.806	5.513	2.555	1.156	29	1.358
	NT2	6.710	4.907	2.001	890	22	869
NT3	NT1	37.262	25.429	10.566	5.268	122	4.040
	NT0	107.222	79.751	24.879	8.286	226	14.533
NT4	NT4	36.512	31.865	12.887	6.309	120	6.161
	NT3	6.858	6.042	2.518	1.340	30	1.247
NT4	NT2	19.285	15.691	5.845	3.026	66	2.320
	NT1	96.886	73.058	27.977	16.638	333	9.771
NT0	NT0	278.790	229.124	65.879	26.170	614	35.148

Fuente: CNMC

**Cuadro 22. Asignación del coste del nivel de tensión tarifario i de cada periodo p de 2014 al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores según el calendario de la Circular 3/2014. Miles de €**

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	712.524	456.349	134.641	133.449	20.256	330.049
	NT1	181.874	125.796	125.351	89.716	7.906	7.960
NT1	NT0	523.344	226.813	196.211	137.595	12.053	28.632
	NT2	13.082	7.974	7.805	5.646	532	511
NT2	NT1	35.991	23.953	25.206	17.726	1.506	1.198
	NT0	103.565	43.188	39.455	27.186	2.295	4.310
NT3	NT3	6.350	4.404	3.935	2.811	346	366
	NT2	6.260	3.610	3.805	2.592	272	234
NT3	NT1	34.763	23.393	24.939	16.584	1.606	1.089
	NT0	100.029	42.177	39.037	25.434	2.448	3.917
NT4	NT4	35.689	23.933	16.383	10.440	2.194	2.297
	NT3	6.703	4.886	3.535	2.396	377	465
NT4	NT2	18.851	12.102	10.471	6.630	919	865
	NT1	94.703	68.490	65.179	40.824	5.073	3.642
NT0	NT0	272.508	123.489	102.024	62.610	7.733	13.102

Fuente: CNMC

*Memoria justificativa de la 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*

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

El coste 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 los costes de redes en cada periodo horario de su propio nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores, tal y como se indica en el Anexo II de la Circular.

En los cuadros siguientes se muestra para el ejercicio 2014 la asignación del coste de redes que se debe recuperar a través de los términos de potencia del peaje de transporte y distribución, según el calendario vigente y el calendario de la Circular 3/2014.

**Cuadro 23. Asignación del coste de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y períodos horarios que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución, según el calendario vigente. Año 2014**

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
NT0	NT0	473.340	599.836	259.113	95.892	4.081	355.005
	NT1	560.790	417.498	121.277	41.787	1.231	89.140
	NT2	112.164	82.899	24.859	7.966	237	15.349
	NT3	107.222	79.751	24.879	8.286	226	14.533
	NT4	278.790	229.124	65.879	26.170	614	35.148
<b>Total</b>		<b>1.532.307</b>	<b>1.409.109</b>	<b>496.007</b>	<b>180.101</b>	<b>6.389</b>	<b>509.175</b>
NT1	NT1	194.888	133.122	51.503	26.566	667	24.781
	NT2	38.980	26.433	10.557	5.064	128	4.267
	NT3	37.262	25.429	10.566	5.268	122	4.040
	NT4	96.886	73.058	27.977	16.638	333	9.771
	<b>Total</b>	<b>368.016</b>	<b>258.041</b>	<b>100.603</b>	<b>53.536</b>	<b>1.251</b>	<b>42.860</b>
NT2	NT2	14.168	10.220	4.161	1.811	47	1.821
	NT3	6.710	4.907	2.001	890	22	869
	NT4	19.285	15.691	5.845	3.026	66	2.320
	<b>Total</b>	<b>40.164</b>	<b>30.819</b>	<b>12.006</b>	<b>5.727</b>	<b>135</b>	<b>5.009</b>
NT3	NT3	6.806	5.513	2.555	1.156	29	1.358
	NT4	6.858	6.042	2.518	1.340	30	1.247
	<b>Total</b>	<b>13.664</b>	<b>11.555</b>	<b>5.073</b>	<b>2.496</b>	<b>59</b>	<b>2.604</b>
NT4	NT4	36.512	31.865	12.887	6.309	120	6.161
	<b>Total</b>	<b>36.512</b>	<b>31.865</b>	<b>12.887</b>	<b>6.309</b>	<b>120</b>	<b>6.161</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 24. Asignación del coste de redes (miles de €) por nivel de tensión tarifario y períodos horarios que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución, según el calendario de la Circular 3/2014. Año 2014**

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
NT0	NT0	712.524	456.349	134.641	133.449	20.256	330.049
	NT1	523.344	226.813	196.211	137.595	12.053	28.632
	NT2	103.565	43.188	39.455	27.186	2.295	4.310
	NT3	100.029	42.177	39.037	25.434	2.448	3.917
	NT4	272.508	123.489	102.024	62.610	7.733	13.102
	<b>Total</b>	<b>1.711.970</b>	<b>892.016</b>	<b>511.367</b>	<b>386.275</b>	<b>44.785</b>	<b>380.009</b>
NT1	NT1	181.874	125.796	125.351	89.716	7.906	7.960
	NT2	35.991	23.953	25.206	17.726	1.506	1.198
	NT3	34.763	23.393	24.939	16.584	1.606	1.089
	NT4	94.703	68.490	65.179	40.824	5.073	3.642
	<b>Total</b>	<b>347.331</b>	<b>241.632</b>	<b>240.676</b>	<b>164.850</b>	<b>16.091</b>	<b>13.889</b>
NT2	NT2	13.082	7.974	7.805	5.646	532	511
	NT3	6.260	3.610	3.805	2.592	272	234
	NT4	18.851	12.102	10.471	6.630	919	865
	<b>Total</b>	<b>38.193</b>	<b>23.686</b>	<b>22.081</b>	<b>14.869</b>	<b>1.723</b>	<b>1.610</b>
NT3	NT3	6.350	4.404	3.935	2.811	346	366
	NT4	6.703	4.886	3.535	2.396	377	465
	<b>Total</b>	<b>13.053</b>	<b>9.290</b>	<b>7.469</b>	<b>5.207</b>	<b>723</b>	<b>831</b>
NT4	NT4	35.689	23.933	16.383	10.440	2.194	2.297
	<b>Total</b>	<b>35.689</b>	<b>23.933</b>	<b>16.383</b>	<b>10.440</b>	<b>2.194</b>	<b>2.297</b>

Fuente: CNMC

El término de potencia de cada periodo ( $T_{i,p}^D$ ) del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtiene como resultado de dividir el coste 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  $i$ .

Se indica que para calcular el coste unitario por periodo horario de aquellos consumidores con potencia contratada no discriminada en seis períodos se hace necesaria su conversión. En particular, para los consumidores acogidos a los peajes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW se ha supuesto la misma potencia contratada en todos los períodos. Para los consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW se han convertido las potencias de tres a seis períodos teniendo en cuenta la coincidencia de horas entre el calendario de tres períodos y el calendario de seis períodos e imponiendo potencias crecientes para ambos colectivos.

Asimismo, se indica que, si bien los calendarios de la Circular 3/2014 podrían inducir a los consumidores a modificar la potencia contratada por periodo horario, se han mantenido las previsiones para 2014 de las potencias contratadas por periodo suponiendo que la adaptación de las potencias contratadas por los consumidores a los nuevos periodos horarios no será inmediata. En consecuencia, el cálculo de los términos de potencia está afectado por la previsión de las potencias contratadas por periodos horarios y por la similitud entre los calendarios de las distintas discriminaciones horarias con la discriminación horaria de seis periodos.

En el Cuadro 25 y el Cuadro 26 se presentan los costes unitarios que resultan de la metodología de asignación según el calendario vigente y el calendario considerado en la Circular 3/2014 para el ejercicio 2014.

**Cuadro 25. 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 vigente. Año 2014**

Calendario Orden ITC/2794/2007

Nivel de tensión tarifario	Coste a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	1.532.307	1.409.109	496.007	180.101	6.389	509.175
NT1	368.016	258.041	100.603	53.536	1.251	42.860
NT2	40.164	30.819	12.006	5.727	135	5.009
NT3	13.664	11.555	5.073	2.496	59	2.604
NT4	36.512	31.865	12.887	6.309	120	6.161

Nivel de tensión tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	150.634	150.634	150.634	150.634	150.634	150.820
NT1	23.257	23.568	23.748	23.847	23.937	27.723
NT2	3.294	3.415	3.440	3.485	3.497	4.262
NT3	1.521	1.788	1.802	1.849	1.870	2.235
NT4	3.595	4.019	4.186	4.359	4.388	5.007

Nivel de tensión tarifario	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	10,1724	9,3545	3,2928	1,1956	0,0424	3,3761
NT1	15,8238	10,9487	4,2363	2,2450	0,0523	1,5460
NT2	12,1931	9,0254	3,4902	1,6432	0,0386	1,1753
NT3	8,9857	6,4623	2,8143	1,3504	0,0315	1,1650
NT4	10,1551	7,9289	3,0783	1,4473	0,0273	1,2306

Fuente: CNMC

**Cuadro 26. 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 3/2014. Año 2014**

**Calendario Circular 3/2014**

Nivel de tensión tarifario	Coste a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	1.711.970	892.016	511.367	386.275	44.785	380.009
NT1	347.331	241.632	240.676	164.850	16.091	13.889
NT2	38.193	23.686	22.081	14.869	1.723	1.610
NT3	13.053	9.290	7.469	5.207	723	831
NT4	35.689	23.933	16.383	10.440	2.194	2.297

Nivel de tensión tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	150.634	150.634	150.634	150.634	150.634	150.820
NT1	23.257	23.568	23.748	23.847	23.937	27.723
NT2	3.294	3.415	3.440	3.485	3.497	4.262
NT3	1.521	1.788	1.802	1.849	1.870	2.235
NT4	3.595	4.019	4.186	4.359	4.388	5.007

Nivel de tensión tarifario	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	11,3651	5,9217	3,3948	2,5643	0,2973	2,5196
NT1	14,9344	10,2524	10,1348	6,9128	0,6722	0,5010
NT2	11,5947	6,9366	6,4190	4,2665	0,4929	0,3778
NT3	8,5839	5,1954	4,1441	2,8163	0,3866	0,3716
NT4	9,9263	5,9552	3,9134	2,3950	0,5000	0,4587

Fuente: CNMC

Los peajes de transporte y distribución de los clientes de alta tensión con discriminación horaria de seis períodos (6.X) 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 2014.

Sin embargo, teniendo en cuenta la diferente caracterización tanto de los consumidores conectados en baja tensión como de las características de los equipos de medida hasta la

plena implantación de los equipos de medida con capacidad de telegestión, se considera necesario simplificar la estructura de precios de los consumidores conectados en las redes de baja tensión. En particular, se distinguen dos colectivos de consumidores, aquellos con potencia contratada inferior o igual a 15 kW (conectados, básicamente a redes de 220/230 V) y aquellos con potencia contratada superior a 15 kW (conectados a redes de tensión de 380/400 V). Para estos colectivos se mantiene la estructura por períodos horarios vigente.

Cabe señalar que, desde el punto de vista de asignación de los costes de redes a los consumidores no se justifica la discriminación existente en los peajes de acceso de los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW en dos colectivos, por lo que se establece el mismo peaje de transporte y distribución para ambos consumidores.

Asimismo, tampoco se justifica la discriminación existente en los peajes de acceso de los consumidores conectados a media tensión en dos colectivos en función de la potencia contratada (3.1 A y 6.1). En consecuencia, teniendo en cuenta las alegaciones de varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad<sup>8</sup> a la propuesta de Circular sobre los peajes de acceso lanzada por la CNMC, se establece un único peaje para los consumidores conectados en redes de tensión comprendidas entre 1kV y 36 kV (NT1).

Para adaptar los peajes así calculados a la estructura de peajes de la Circular 3/2014, se factura a cada colectivo de consumidores a los peajes obtenidos, de manera que se obtiene el coste de redes a recuperar a través del término de potencia de cada grupo tarifario. A continuación, se agregan los costes por periodo en función de la coincidencia entre la discriminación horaria de seis períodos y la discriminación horaria a la que está acogido el consumidor. Finalmente, el término de potencia del peaje correspondiente será el resultado del cociente entre el coste resultante de la agregación y la potencia prevista para el ejercicio 2014.

En el Cuadro 27 y Cuadro 28 se muestra el coste de redes de transporte y distribución que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores de baja tensión por periodo horario, según el calendario vigente y el de la Circular 3/2014.

---

<sup>8</sup> En particular, varios miembros del CCE han propuesto bien eliminar el peaje 3.1 A aplicable a los consumidores de media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW, bien implementar la discriminación horaria de seis períodos en el peaje 3.1 A.

**Cuadro 27. Coste de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores de baja tensión por periodo horario, según el calendario vigente. Año 2014**

Calendario Orden ITC/2794/2007

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Potencia contratada (MW) por periodo horario					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0		150.634	150.634	150.634	150.634	150.634	150.820
Pc ≤ 15 kW	2.0 TD	123.251	123.251	123.251	123.251	123.251	123.251
Pc > 15 kW	3.0 TD	27.383	27.383	27.383	27.383	27.383	27.569

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0		10,1724	9,3545	3,2928	1,1956	0,0424	3,3761

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0							
Pc ≤ 15 kW	2.0 TD	1.253.753	1.152.951	405.839	147.361	5.228	416.102
Pc > 15 kW	3.0 TD	278.554	256.158	90.168	32.740	1.161	93.074

Fuente: CNMC

**Cuadro 28. Coste de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores de baja tensión por periodo horario, según el calendario de la Circular 3/2014. Año 2014**

Circular 3/2014

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Potencia contratada (MW) por periodo horario					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0		150.634	150.634	150.634	150.634	150.634	150.820
Pc ≤ 15 kW	2.0 TD	123.251	123.251	123.251	123.251	123.251	123.251
Pc > 15 kW	3.0 TD	27.383	27.383	27.383	27.383	27.383	27.569

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0		11,3651	5,9217	3,3948	2,5643	0,2973	2,5196

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0							
Pc ≤ 15 kW	2.0 TD	1.400.755	729.858	418.407	316.055	36.644	310.546
Pc > 15 kW	3.0 TD	311.215	162.157	92.960	70.220	8.141	69.463

Fuente: CNMC

*Memoria justificativa de la 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*

En el Cuadro 29 se muestran los porcentajes de conversión de la discriminación horaria de seis periodos a la discriminación horaria de tres períodos del peaje de transporte y distribución (peaje 3.0TD), según los calendarios vigentes y los de Circular 3/2014. Los porcentajes de conversión se corresponden con la distribución del número de horas de cada periodo de la discriminación horaria seis entre cada uno de los tres períodos de las discriminación horaria del peaje 3.0 TD.

**Cuadro 29. Coeficientes de conversión de seis a tres períodos del coste de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores de baja y media tensión por periodo horario, según el calendario de la Circular 3/2014. Año 2014**

Calendario de aplicación	Peaje	Periodo	Período Tarifario					
			1	2	3	4	5	6
Orden ITC/2794/2007	3.0 TD	1	50%	7%	62%	3%	25%	11%
		2	50%	93%	38%	97%	75%	32%
		3	0%	0%	0%	0%	0%	58%
Circular 3/2014	3.0 TD	1	100%	0%	100%	0%	50%	0%
		2	0%	100%	0%	100%	50%	0%
		3	0%	0%	0%	0%	0%	100%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 30 se muestran los términos de potencia de los peajes de acceso de la Orden IET/107/2014 y los términos de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores que resultan para 2014 de aplicar la metodología de la Circular, según los calendarios vigentes y los de la Circular 3/2014 de la CNMC.

**Cuadro 30. Términos de potencia de los peajes de acceso de la Orden IET/107/2014 y términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores que resultan de la metodología de asignación, según los calendarios vigentes y los calendarios de la Circular 3/2014.**  
**Año 2014**

Orden IET/107/2014						
Peaje	Potencia (€/kW y año)					
	1	2	3	4	5	6
2.0 A	38,04343	—	—	—	—	—
2.0 A DHA	38,04343	—	—	—	—	—
2.0 A DHS	38,04343	—	—	—	—	—
2.1 A	44,44471	—	—	—	—	—
2.1 A DHA	44,44471	—	—	—	—	—
2.1 A DHS	44,44471	—	—	—	—	—
3.0 A	40,72889	24,43733	16,29156	—	—	—
3.1 A	59,17347	36,49069	8,36773	—	—	—
6.1	39,13943	19,58665	14,33418	14,33418	14,33418	6,54018
6.2	22,15835	11,08876	8,11513	8,11513	8,11513	3,70265
6.3	18,91620	9,46629	6,92775	6,92775	6,92775	3,16089
6.4	13,70629	6,85908	5,01971	5,01971	5,01971	2,29032

Resultado asignación con calendarios vigentes						
Peaje	Potencia (€/kW y año)					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	27,43376	—	—	—	—	—
2.02 TD	27,43376	—	—	—	—	—
2.03 TD	27,43376	—	—	—	—	—
3.0 TD	8,20869	17,30501	1,94283	—	—	—
6.1 TD	15,82378	10,94866	4,23634	2,24500	0,05227	1,54602
6.2 TD	12,19306	9,02542	3,49016	1,64324	0,03860	1,17532
6.3 TD	8,98574	6,46231	2,81433	1,35036	0,03152	1,16500
6.4 TD	10,15513	7,92890	3,07835	1,44726	0,02735	1,23056

Resultado asignación con calendarios Circular 3/2014						
Peaje	Potencia (€/kW y año)					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	26,06284	—	—	—	—	—
2.02 TD	26,06284	—	—	—	—	—
2.03 TD	26,06284	—	—	—	—	—
3.0 TD	14,93226	8,63471	2,51963	—	—	—
6.1 TD	14,93438	10,25241	10,13478	6,91285	0,67220	0,50101
6.2 TD	11,59470	6,93663	6,41898	4,26653	0,49285	0,37777
6.3 TD	8,58386	5,19543	4,14412	2,81632	0,38663	0,37158
6.4 TD	9,92627	5,95517	3,91337	2,39500	0,50000	0,45871

Fuente: CNMC y Orden IET/107/2014

A continuación se analizan los precios obtenidos para los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución por grupo tarifario. En el Cuadro 31 se muestra la facturación media de los términos de potencia, en €/MWh, de los peajes de acceso vigentes y de los peajes de transporte y distribución de los grupos tarifarios, resultantes de la metodología asignativa de la Circular, considerando los calendarios vigentes y los de la Circular 3/2014. En el Cuadro 32 se muestra la relación de precios respecto del NT4 de los términos de potencia de los peajes de acceso vigentes y los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución resultantes de la metodología asignativa de la Circular, considerando los calendarios vigentes y los de la Circular 3/2014.

Por niveles de tensión tarifarios, se observa que los peajes de acceso vigentes, a los que se les ha aplicado históricamente una discriminación por niveles de tensión, presentan una menor discriminación respecto del peaje de alta tensión (NT4) que los peajes de transporte y distribución que resultan de la aplicación de la Circular en baja tensión, y mayor discriminación en la media y alta tensión.

Por otra parte, en términos de facturación media los peajes por grupo tarifario son decrecientes por nivel de tensión, con la excepción de los consumidores conectados en NT3 considerando los calendarios vigentes. En particular, los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores conectados en NT3 resultan inferiores en prácticamente todos periodos a los precios de los términos de potencia de los consumidores conectados en NT4. Ello se justifica, por una parte, porque los consumidores conectados en NT3 modulan más que los consumidores conectados en NT4 (la participación en la punta del NT3 es inferior al NT4), y, por otra parte, porque la red del NT3 es una red de tránsito (esto es, con pocos suministros conectados a la misma) y, por tanto, la mayor parte de su coste se imputa a los clientes conectados a redes de tensión inferiores. Teniendo en cuenta que un consumidor se conecta a la red de distribución de alta tensión cuando su potencia contratada supera un determinado umbral y que los consumidores conectados a la red de distribución en alta tensión no pueden elegir la tensión a la que se conectan, cabría plantearse la no diferenciación<sup>9</sup> de los peajes de acceso 6.2 y 6.3. No obstante lo anterior, la mayor parte de los miembros del Consejo Consultivo se han manifestado a favor de mantener la estructura de peajes vigentes.

---

<sup>9</sup> Según información disponible, en otros países del entorno europeo no se distingue entre dos niveles de alta tensión en la red de distribución.

**Cuadro 31. Relación de precios respecto del NT4 de la facturación media de potencia de los peajes de acceso vigentes y de los peajes de transporte y distribución de los consumidores resultantes de la metodología asignativa de la Circular, considerando los calendarios vigentes y los de la Circular 3/2014. Año 2014**

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación por término de potencia (€/MWh)			Relación del precios respecto del nivel de tensión 4		
		Orden IET/107/2014	Peajes T&D calendario vigente	Peajes T&D calendario Circular	Orden IET/107/2014	Peajes T&D calendario vigente	Peajes T&D calendario Circular
NT0							
Pc ≤ 15 kW	79.356	59,99	42,61	40,48	9,19	10,66	10,45
Pc > 15 kW	35.343	63,15	21,27	20,21	9,67	5,32	5,22
NT1							
Pc ≤ 450 kW	15.381	50,62	17,44	21,66	7,75	4,36	5,59
Pc > 450 kW	55.322	31,53	10,05	12,50	4,83	2,51	3,23
NT2	16.755	12,61	5,60	6,10	1,93	1,40	1,57
NT3	9.122	9,98	3,89	4,01	1,53	0,97	1,03
NT4	23.470	6,53	4,00	3,87	1,00	1,00	1,00

Fuente: CNMC y Orden IET/107/2014

**Cuadro 32. Relación de precios respecto a los de NT4 (6 períodos) de los términos de potencia de los peajes de acceso vigentes y los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores resultantes de la metodología asignativa de la Circular, considerando los calendarios vigentes y los de la Circular 3/2014. Año 2014**

Orden IET/107/2014

Peaje	Relación de precios respecto del NT4: Término de potencia					
	1	2	3	4	5	6
2.0 A	2,78					
2.0 A DHA	2,78					
2.0 A DHS	2,78					
2.1 A	3,24					
2.1 A DHA	3,24					
2.1 A DHS	3,24					
3.0 A	2,97					
3.1 A	4,32					
6.1	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86
6.2	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
6.3	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
6.4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Resultado asignación con calendarios vigentes

Peaje	Relación de precios respecto del NT4: Término de potencia					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	2,70					
2.02 TD	2,70					
2.03 TD	2,70					
3.0 TD	0,81					
6.1 TD	1,56	1,38	1,38	1,55	1,91	1,26
6.2 TD	1,20	1,14	1,13	1,14	1,41	0,96
6.3 TD	0,88	0,82	0,91	0,93	1,15	0,95
6.4 TD	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Resultado asignación con calendarios de la Circular

Peaje	Relación de precios respecto del NT4: Término de potencia					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	2,63					
2.02 TD	2,63					
2.03 TD	2,63					
3.0 TD	1,50					
6.1 TD	1,50	1,72	2,59	2,89	1,34	1,09
6.2 TD	1,17	1,16	1,64	1,78	0,99	0,82
6.3 TD	0,86	0,87	1,06	1,18	0,77	0,81
6.4 TD	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Fuente: CNMC y Orden IET/107/2014

En el cuadro inferior se comparan las discriminaciones horarias de precios implícitas en los peajes de acceso vigentes y las que resultan de la metodología de la Circular, considerando los calendarios vigentes y los calendarios de la Circular. Debido a que la discriminación horaria se ha establecido históricamente en los peajes de acceso, se observa que, los términos de potencia de los peajes de acceso de alta tensión vigentes presentan la misma discriminación respecto del periodo 6, independientemente del nivel de tensión tarifario. Por el contrario, los peajes de transporte y distribución de la aplicación de la Circular presentan discriminaciones por periodo diferenciadas para cada nivel tarifario, independientemente de los calendarios subyacentes, como consecuencia del diferente perfil de la curva de carga de cada nivel de tensión tarifario<sup>10</sup>. Asimismo, se observa que no en todos los casos los precios por periodo horario son decrecientes, observándose una discontinuidad para todos los niveles de en el periodo 5, cuyo precio resulta inferior al del periodo 6.

Adicionalmente, cabe señalar que como consecuencia de la limitación del número de horas incluido en la punta al 10% de las horas del año, la discriminación por periodos horarios que resulta de la aplicación de la presente Circular es más elevada que la discriminación horaria de los peajes vigentes. Asimismo, la discriminación horaria que resulta de considerar los calendarios de la Circular es superior a la que resulta de considerar los calendarios vigentes. Ello es debido a que los perfiles de las curvas de carga de los consumidores están adaptados a las señales de precios establecidas en los calendarios vigentes.

---

<sup>10</sup> Se indica que la curva de carga de cada nivel de tensión resulta de la adicción de las curvas de carga de los suministros en el propio nivel de tensión y de los suministros conectados en niveles de tensión inferiores, una vez se elevan con las correspondientes pérdidas.

**Cuadro 33. Relación de precios respecto del periodo de valle de los términos de potencia de los peajes de acceso vigentes y los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores resultantes de la metodología asignativa de la Circular, considerando los calendarios vigentes y los de la Circular 3/2014. Año 2014**

Orden IET/107/2014						
Peaje	Relación de precios respecto del periodo de valle: Término de potencia					
	1	2	3	4	5	6
2.0 A						
2.0 A DHA						
2.0 A DHS						
2.1 A						
2.1 A DHA						
2.1 A DHS						
3.0 A		2,50	1,50	1,00		
3.1 A		7,07	4,36	1,00		
6.1		5,98	2,99	2,19	2,19	1,00
6.2		5,98	2,99	2,19	2,19	1,00
6.3		5,98	2,99	2,19	2,19	1,00
6.4		5,98	2,99	2,19	2,19	1,00

Resultado asignación con calendarios vigentes						
Peaje	Relación de precios respecto Valle: Término de potencia					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD						
2.02 TD						
2.03 TD						
3.0 TD		4,23	8,91	1,00		
6.1 TD		10,24	7,08	2,74	1,45	0,03
6.2 TD		10,37	7,68	2,97	1,40	0,03
6.3 TD		7,71	5,55	2,42	1,16	0,03
6.4 TD		8,25	6,44	2,50	1,18	0,02

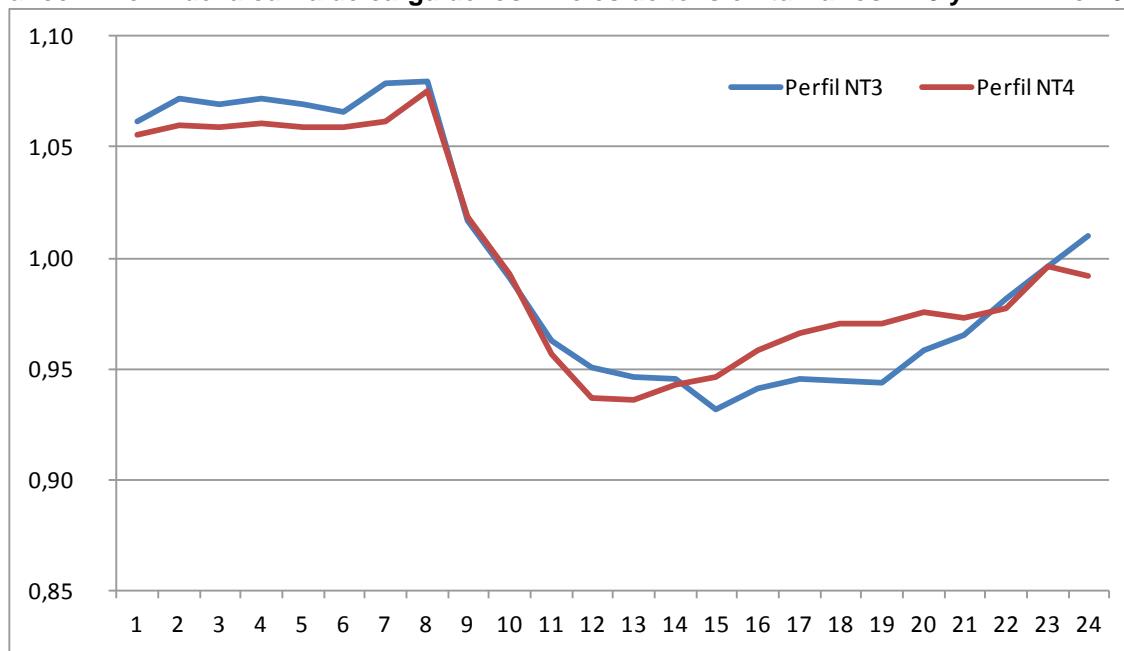
Resultado asignación con calendarios de la Circular						
Peaje	Relación de precios respecto Valle: Término de potencia					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD						
2.02 TD						
2.03 TD						
3.0 TD		5,93	3,43	1,00		
6.1 TD		29,81	20,46	20,23	13,80	1,34
6.2 TD		30,69	18,36	16,99	11,29	1,30
6.3 TD		23,10	13,98	11,15	7,58	1,04
6.4 TD		21,64	12,98	8,53	5,22	1,09

Fuente: CNMC y Orden IET/107/2014

Del análisis de los resultados se concluyen los siguientes aspectos:

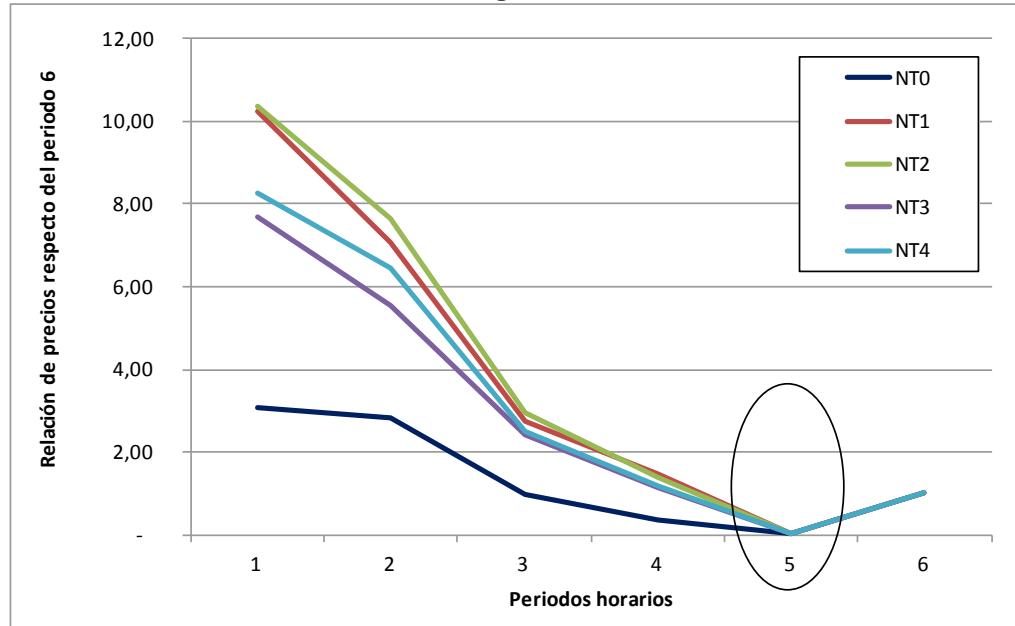
- El coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia del nivel de tensión tarifario NT0 es inferior al coste unitario por periodo horario del resto de niveles de tensión, con la excepción del coste unitario del periodo 6, debido a que las potencias contratadas por este colectivo de consumidores son prácticamente planas (véase Cuadro 27).
- Por nivel de tensión, el coste medio de facturación por término de potencia es decreciente, con la excepción del NT3. El coste unitario del NT3 (en todos los periodos, con la excepción del periodo 5 con los calendarios vigentes y los periodos 3 y 4 con los calendarios de la CNMC) son inferiores al coste unitario del NT4, debido a que el perfil del nivel de tensión tarifario NT3 es más modulado que el del nivel tarifario NT4 (véase Gráfico 2).
- Por períodos horarios, se observa una discontinuidad en el periodo 5 del calendario vigente. Esta discontinuidad no se observa en la asignación con los calendarios de la CNMC, debido a que el número de horas de punta es superior (1.500 horas frente a 876 horas), si bien se indica que para un número inferior de horas se registra la misma discontinuidad (véase Anexo IV) (véanse Gráfico 3 y Gráfico 4).

**Gráfico 2. Perfil de la curva de carga de los niveles de tensión tarifarios NT3 y NT4. Año 2012**



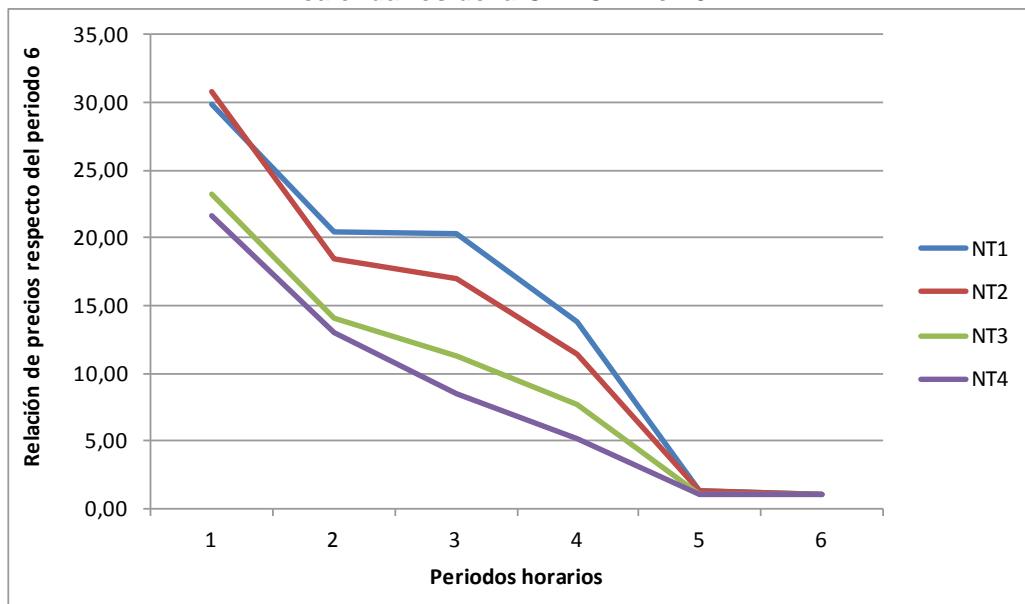
Fuente: CNMC

**Gráfico 3. Discriminación de los términos de potencia por periodos horarios respecto del periodo 6 resultante de aplicar la metodología de asignación de la Circular 3/2014, considerando los calendarios vigentes. Año 2014**



Fuente: CNMC

**Gráfico 4. Discriminación de los términos de potencia por periodos horarios respecto del periodo 6 resultante de aplicar la metodología de asignación de la Circular 3/2014, considerando los calendarios de la CNMC. Año 2014**

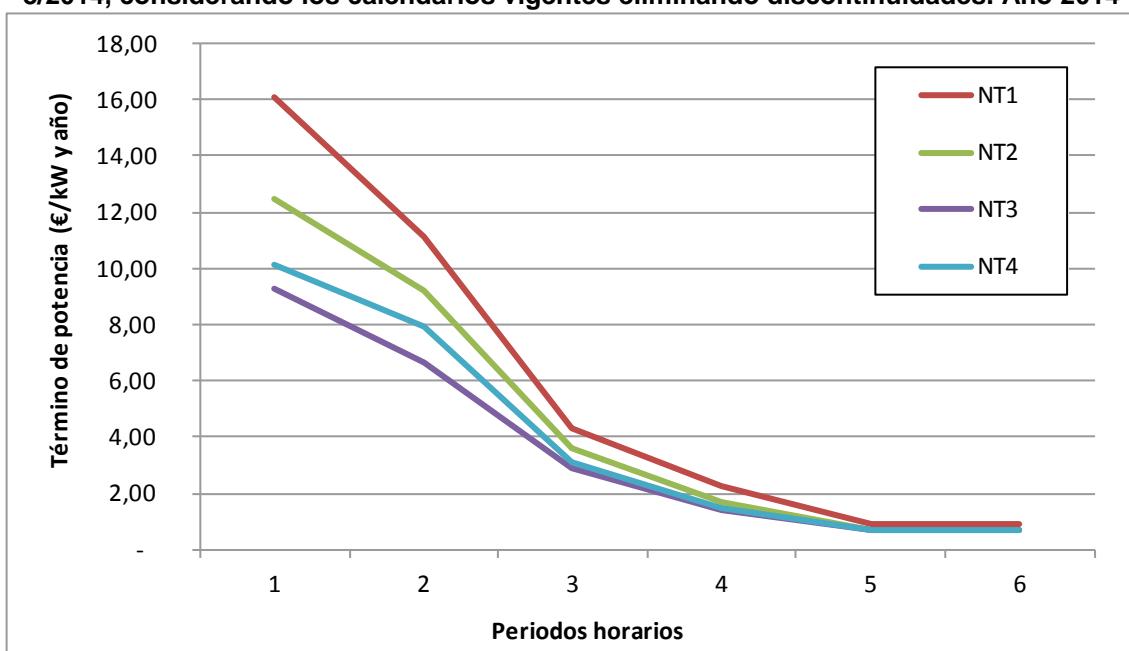


Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta que la asignación es sensible a los perfiles de las curvas de carga por niveles de tensión tarifarios utilizados y al calendario subyacente y, dado que no es posible anticipar cómo reaccionarán los consumidores a los nuevos calendarios,

transitoriamente, en tanto no se disponga de información sobre los perfiles y las potencias contratadas por los consumidores conforme al nuevo calendario, se modifican las discriminaciones horarias por períodos con objeto de eliminar las discontinuidades, asegurando en todo caso la suficiencia de ingresos. En particular, se han promediado los precios de los términos de potencia de los períodos 5 y 6 (véase Gráfico 5). De esta forma, estos períodos tendrían el mismo término de potencia. Este ajuste no es necesario en el caso de considerar los calendarios de la Circular con un número de horas de punta superior a 1.400 horas.

**Gráfico 5. Términos de potencia resultantes de aplicar la metodología de asignación de la Circular 3/2014, considerando los calendarios vigentes eliminando discontinuidades. Año 2014**



Fuente: CNMC

### **3.6 Asignación del coste que se recupera mediante los términos de energía consumida de los peajes de transporte y distribución de los consumidores**

La metodología de asignación del coste de transporte y 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. A continuación se detallan los aspectos diferenciales respecto de la asignación al término de potencia.

1) Teniendo en cuenta las opiniones de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, en la asignación del coste de cada nivel de tensión tarifario por período horario se han considerado igualmente que en la asignación al término de potencia 876 horas de punta para la asignación con los calendarios vigentes y 1.500 horas los de la

Circular. Como se ha indicado anteriormente, el número de horas de punta se reducirá durante el periodo regulatorio hasta alcanzar 876 horas.

En el Cuadro 34 y el Cuadro 35 se muestran la asignación del coste de transporte y distribución que se recupera mediante el término de energía de cada nivel de tensión tarifario por periodo horario según los calendarios vigentes y los de la Circular.

**Cuadro 34. Asignación del coste del nivel de tensión tarifario a recuperar con cargo a energía por periodo horario, considerando una punta de 876 horas y los calendarios vigentes. En % y en miles de €.**

Calendario Orden ITC/2794/2007						Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario				
Periodo	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	26,5%	45,4%	45,8%	45,1%	43,0%	-	251.893	55.104	52.667	146.110
2	33,6%	33,1%	33,1%	33,0%	34,9%	-	183.540	39.851	38.534	118.594
3	14,5%	10,4%	11,0%	11,4%	11,3%	-	57.594	13.192	13.333	38.369
4	5,4%	4,1%	4,1%	4,5%	5,3%	-	22.784	4.947	5.200	17.828
5	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	-	633	137	133	388
6	19,9%	6,8%	5,9%	5,9%	5,4%	-	37.974	7.146	6.933	18.215
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>	<b>554.417</b>	<b>120.377</b>	<b>116.801</b>	<b>339.503</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 35. Asignación del coste del nivel de tensión tarifario a recuperar con cargo a energía por periodo horario, considerando una punta de 1.500 horas y los calendarios de la Circular 3/2014. En % y en miles de €.**

Calendario de la Circular 3/2014						Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario				
Periodo	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	39,9%	42,4%	42,3%	42,1%	42,1%	-	235.073	50.879	49.134	142.818
2	25,5%	21,2%	20,8%	21,0%	22,9%	-	117.536	25.038	24.528	77.633
3	7,5%	19,3%	20,1%	20,5%	19,4%	-	107.187	24.156	23.905	65.864
4	7,5%	13,7%	14,0%	13,5%	12,1%	-	75.770	16.853	15.807	40.967
5	1,1%	1,2%	1,2%	1,3%	1,6%	-	6.653	1.445	1.557	5.432
6	18,5%	2,2%	1,7%	1,6%	2,0%	-	12.197	2.006	1.869	6.790
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>	<b>554.417</b>	<b>120.377</b>	<b>116.801</b>	<b>339.503</b>

Fuente: CNMC

2) 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 II de la

Circular, 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 períodos.

Se indica que los balances de energía por periodo horario de la Orden ITC/2794/2007, agregados a partir de la información facilitada por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes, se han convertido al calendario de la Circular aplicando la relación entre el calendario de seis períodos para el sistema peninsular de la Orden ITC/2794 y el calendario de seis períodos de la Circular.

En el Cuadro 36 y el Cuadro 37 se presentan los coeficientes de asignación que resultan de considerar los balances de energía por periodo horario según los calendarios vigentes y los de la Circular. Cabe señalar que, los coeficientes de asignación por nivel de tensión son diferentes, en la medida en que la modificación de los calendarios incide en el balance de energía por períodos. En el Anexo V se adjuntan los balances de energía por periodo horario para ambos calendarios.

**Cuadro 36. Coeficientes de asignación del coste a recuperar por el componente 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 vigente.**

Nivel de tensión tarifario	$\alpha_{j, P}^i$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha_{0, p}^0$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha_{1, p}^1$	0,362	0,344	0,368	0,380	0,390	0,371
	$\alpha_{0, p}^1$	0,638	0,656	0,632	0,620	0,610	0,629
	$\alpha_{2, p}^2$	0,113	0,115	0,122	0,128	0,133	0,147
NT2	$\alpha_{1, p}^2$	0,321	0,304	0,324	0,332	0,338	0,316
	$\alpha_{0, p}^2$	0,566	0,580	0,555	0,540	0,529	0,537
	$\alpha_{3, p}^3$	0,055	0,064	0,073	0,079	0,083	0,101
NT3	$\alpha_{2, p}^3$	0,055	0,056	0,058	0,060	0,063	0,070
	$\alpha_{1, p}^3$	0,322	0,303	0,320	0,327	0,333	0,307
	$\alpha_{0, p}^3$	0,567	0,577	0,549	0,533	0,520	0,521
NT4	$\alpha_{4, p}^4$	0,098	0,113	0,120	0,136	0,142	0,174
	$\alpha_{3, p}^4$	0,019	0,022	0,024	0,025	0,026	0,031
	$\alpha_{2, p}^4$	0,054	0,055	0,058	0,060	0,061	0,066
	$\alpha_{1, p}^4$	0,300	0,279	0,294	0,296	0,301	0,270
	$\alpha_{0, p}^4$	0,528	0,531	0,504	0,483	0,470	0,458

Fuente: CNMC

**Cuadro 37. Coeficientes de asignación del coste a recuperar por el componente 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 3/2014**

Nivel de tensión tarifario	$\alpha_{j, P}^i$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha_{0, p}^0$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha_{1, p}^{11}$	0,364	0,357	0,370	0,371	0,371	0,371
	$\alpha_{0, p}^1$	0,636	0,643	0,630	0,629	0,629	0,629
	$\alpha_{2, p}^2$	0,118	0,120	0,126	0,127	0,127	0,147
NT2	$\alpha_{1, p}^2$	0,321	0,314	0,323	0,324	0,324	0,316
	$\alpha_{0, p}^2$	0,561	0,566	0,550	0,549	0,549	0,537
	$\alpha_{3, p}^3$	0,065	0,069	0,076	0,077	0,077	0,101
NT3	$\alpha_{2, p}^3$	0,057	0,057	0,060	0,061	0,061	0,070
	$\alpha_{1, p}^3$	0,320	0,312	0,319	0,320	0,320	0,307
	$\alpha_{0, p}^3$	0,559	0,561	0,544	0,543	0,543	0,521
NT4	$\alpha_{4, p}^4$	0,112	0,121	0,131	0,132	0,132	0,174
	$\alpha_{3, p}^4$	0,022	0,023	0,025	0,025	0,025	0,031
	$\alpha_{2, p}^4$	0,056	0,057	0,059	0,059	0,059	0,066
	$\alpha_{1, p}^4$	0,295	0,286	0,290	0,291	0,291	0,270
	$\alpha_{0, p}^4$	0,515	0,514	0,495	0,493	0,493	0,458

Fuente: CNMC

3) El término energía de cada periodo horario del peaje de transporte y distribución correspondiente a un consumidor conectado en el nivel de tensión tarifario se obtiene de forma análoga al término de potencia, si bien en este caso los coeficientes de conversión se corresponden con la distribución del consumo de cada periodo horario de la discriminación horaria de seis períodos entre cada uno de los tres períodos de las discriminación horaria de los peajes de transporte y distribución 2.0TD y 3.0TD (véase Cuadro 38).

**Cuadro 38. Coeficientes de conversión de seis a tres períodos del coste de redes que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución de los consumidores de baja y media tensión por periodo horario, según el calendario de la Circular 3/2014. Año 2013**

Calendario de aplicación	Peaje	Periodo	Período Tarifario					
			1	2	3	4	5	6
Orden ITC/2794/2007	2.02 TD	1	77%	52%	81%	51%	64%	17%
		2	23%	48%	19%	49%	36%	83%
	2.03 TD	1	59%	65%	80%	54%	57%	25%
		2	41%	35%	20%	46%	43%	31%
		3	0%	0%	0%	0%	0%	43%
	3.0 TD	1	46%	6%	63%	3%	29%	13%
		2	54%	94%	37%	97%	71%	35%
		3	0%	0%	0%	0%	0%	52%
Circular 3/2014	2.02 TD	1	83%	41%	68%	60%	64%	15%
		2	17%	59%	32%	40%	36%	85%
	2.03 TD	1	68%	57%	65%	56%	51%	24%
		2	32%	43%	35%	44%	49%	31%
		3	0%	0%	0%	0%	0%	46%
	3.0 TD	1	100%	0%	100%	0%	55%	0%
		2	0%	100%	0%	100%	45%	0%
		3	0%	0%	0%	0%	0%	100%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 39 se muestran los términos de energía de los peajes de acceso de la Orden IET/107/2014 y los términos de energía del peaje de transporte y distribución de los consumidores que resultan para 2014 de aplicar la metodología de la Circular, según los calendarios vigentes y los de la Circular. En el Cuadro 40 se comparan las discriminaciones de precios implícitas en los peajes de acceso vigentes y en los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular, considerando los calendarios vigentes y los calendarios de la Circular.

**Cuadro 39. Términos de energía de los peajes de acceso de la Orden IET/107/2014 y términos de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores que resultan de la metodología de asignación, según los calendarios vigentes y los calendarios de la Circular 3/2014.**  
**Año 2014**

Orden IET/107/2014						
Peaje	Energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6
2.0 A	0,04403					
2.0 A DHA	0,06201	0,00222				
2.0 A DHS	0,06201	0,00288	0,00089			
2.1 A	0,05736					
2.1 A DHA	0,07457	0,01319				
2.1 A DHS	0,07457	0,01781	0,00660			
3.0 A	0,01876	0,01258	0,00467			
3.1 A	0,01434	0,01275	0,00781			
6.1	0,02667	0,01992	0,01062	0,00528	0,00341	0,00214
6.2	0,01559	0,01164	0,00620	0,00309	0,00199	0,00125
6.3	0,01505	0,01124	0,00599	0,00298	0,00192	0,00121
6.4	0,00847	0,00702	0,00403	0,00229	0,00148	0,00102

Resultado asignación con calendarios vigentes						
Peaje	Energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	0,00575					
2.02 TD	0,00748	0,00270				
2.03 TD	0,00663	0,00403	0,00070			
3.0 TD	0,01013	0,00740	0,00069			
6.1 TD	0,02698	0,01557	0,00962	0,00261	0,00005	0,00064
6.2 TD	0,01366	0,00769	0,00524	0,00137	0,00002	0,00029
6.3 TD	0,01082	0,00614	0,00442	0,00116	0,00002	0,00023
6.4 TD	0,01051	0,00634	0,00420	0,00122	0,00002	0,00023

Resultado asignación con calendarios de la Circular 3/2014						
Peaje	Energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	0,00570					
2.02 TD	0,00765	0,00238				
2.03 TD	0,00883	0,00536	0,00015			
3.0 TD	0,01222	0,00754	0,00025			
6.1 TD	0,02038	0,01070	0,00833	0,00599	0,00078	0,00024
6.2 TD	0,01038	0,00545	0,00473	0,00313	0,00044	0,00010
6.3 TD	0,00844	0,00446	0,00398	0,00254	0,00035	0,00008
6.4 TD	0,00804	0,00442	0,00412	0,00254	0,00039	0,00009

Fuente: CNMC

**Cuadro 40. Relación de precios respecto del periodo de valle de los términos de energía de los peajes de acceso vigentes y los términos de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores resultantes de la metodología asignativa de la Circular, considerando los calendarios vigentes y los de la Circular 3/2014. Año 2014**

Peaje	Orden IET/107/2014					
	1	2	3	4	5	6
2.0 A	1,00					
2.0 A DHA	28,00	1,00				
2.0 A DHS	69,99	3,25	1,00			
2.1 A	1,00					
2.1 A DHA	5,65	1,00				
2.1 A DHS	11,31	2,70	1,00			
3.0 A	4,02	2,69	1,00			
3.1 A	1,84	1,63	1,00			
6.1	12,48	9,32	4,97	2,47	1,60	1,00
6.2	12,50	9,34	4,98	2,48	1,60	1,00
6.3	12,48	9,32	4,96	2,47	1,60	1,00
6.4	8,32	6,90	3,95	2,24	1,45	1,00

Peaje	Resultado asignación con calendarios vigentes					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	1,00					
2.02 TD	2,77	1,00				
2.03 TD	9,44	5,74	1,00			
3.0 TD	14,72	10,75	1,00			
6.1 TD	41,94	24,20	14,95	4,06	0,07	1,00
6.2 TD	46,34	26,08	17,78	4,63	0,08	1,00
6.3 TD	46,59	26,47	19,05	4,99	0,08	1,00
6.4 TD	46,54	28,08	18,59	5,38	0,09	1,00

Peaje	Resultado asignación con calendarios de la Circular 3/2014					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	1,00					
2.02 TD	3,21	1,00				
2.03 TD	58,81	35,72	1,00			
3.0 TD	49,25	30,41	1,00			
6.1 TD	85,39	44,84	34,91	25,11	3,28	1,00
6.2 TD	102,06	53,55	46,52	30,81	4,33	1,00
6.3 TD	107,74	56,85	50,78	32,47	4,49	1,00
6.4 TD	90,14	49,51	46,19	28,43	4,35	1,00

Fuente: CNMC

Análogamente a los resultados obtenidos para los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución, se concluyen los siguientes aspectos:

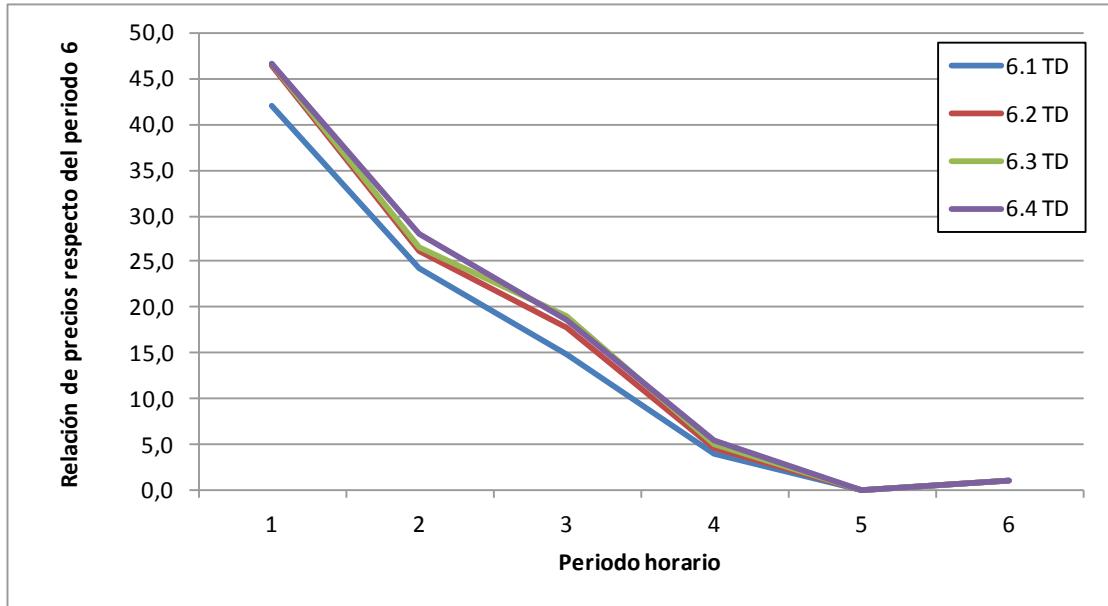
- Los precios, en términos de facturación media, son decrecientes por nivel de tensión. Asimismo, los términos de energía por grupo tarifario son decrecientes por periodo horario, presentando una mayor discriminación respecto del nivel de tensión 4, los términos de energía de los peajes de acceso vigentes que los términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resulta de la aplicación de la Circular 3/2014 (véase Cuadro 41).
- Los peajes de acceso de baja tensión vigentes con discriminación horaria en 2 y 3 periodos, presentan mayor discriminación por periodo horario que los peajes de transporte y distribución que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2014. Por el contrario, los peajes de transporte y distribución de media y alta tensión presentan mayor discriminación horaria por periodos que los peajes de acceso vigentes.
- Análogamente al resultado de la asignación al término de potencia, se observa una discontinuidad en el periodo 5 en todos los niveles de tensión en la asignación con los calendarios vigentes (véanse Gráfico 6 y Gráfico 7).

**Cuadro 41. Facturación media por el término de energía y discriminación respecto del nivel de tensión tarifario 4. Año 2013**

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación por término de potencia (€/MWh)			Relación del precios respecto del nivel de tensión 4		
		Orden IET/107/2014	Peajes T&D calendario vigente	Peajes T&D calendario Circular	Orden IET/107/2014	Peajes T&D calendario vigente	Peajes T&D calendario Circular
NT0							
Pc ≤ 15 kW	79.356	42,79	5,56	5,51	18,62	3,43	3,13
Pc > 15 kW	35.343	11,95	6,36	6,19	5,20	3,92	3,52
NT1							
Pc < 450 kW	15.381	11,16	4,93	5,41	4,86	3,03	3,08
Pc > 450 kW	55.322	7,36	5,35	5,31	3,20	3,30	3,01
NT2	16.755	3,90	2,37	2,45	1,70	1,46	1,39
NT3	9.122	3,36	1,62	1,76	1,46	1,00	1,00
NT4	23.470	2,30	1,62	1,76	1,00	1,00	1,00

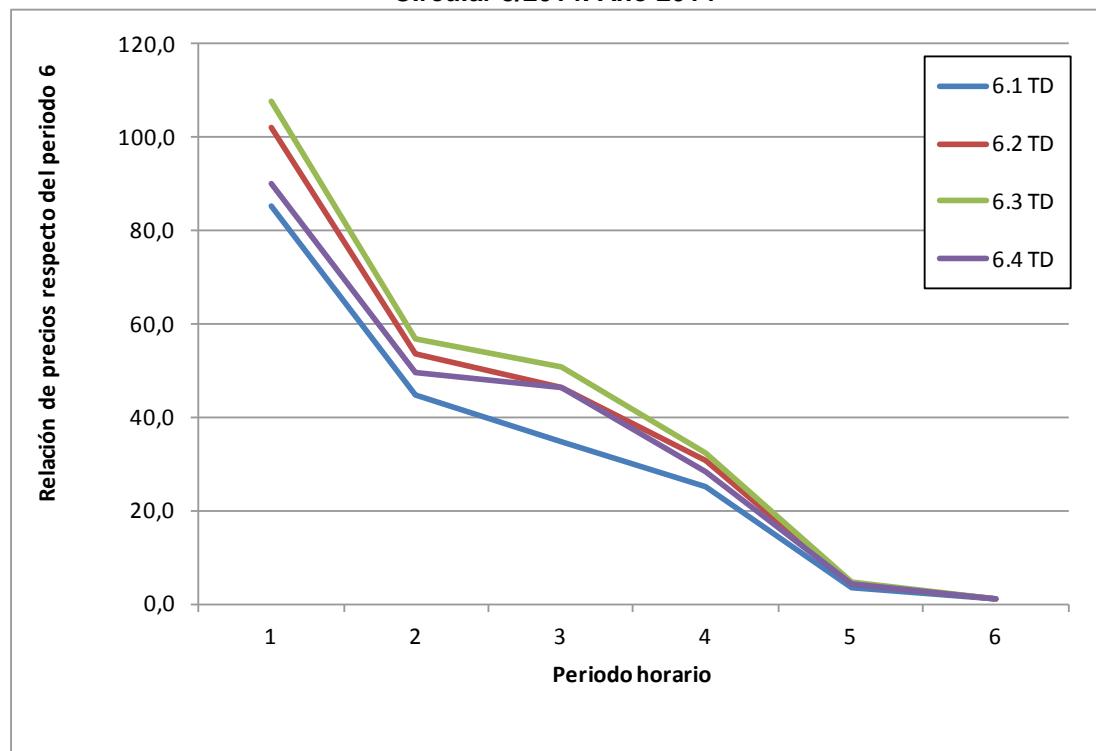
Fuente: CNMC

**Gráfico 6. Discriminación horaria de los términos de energía respecto del periodo 6 resultante de aplicar la metodología de asignación de la Circular 3/2014, considerando los calendarios vigentes. Año 2014**



Fuente: CNMC

**Gráfico 7. Discriminación horaria de los términos de energía respecto del periodo 6 resultante de aplicar la metodología de asignación de la Circular 3/2014, considerando los calendarios de la Circular 3/2014. Año 2014**



Fuente: CNMC

En consecuencia, de la misma manera que para los términos de potencia, transitoriamente, en tanto no se disponga de mejor información sobre la adaptación de los perfiles a las señales de precio, se modifican las discriminaciones horarias por periodos con objeto de eliminar atípicos. En particular, en la asignación que resulta de aplicar la metodología de la Circular se ha considerado los calendarios vigentes y se ha interpolado el precio del término de energía del periodo 5 entre los términos de energía del periodo 4 y el periodo 6. Se indica que los términos de energía se reescalan con posterioridad para asegurar la recuperación de los costes (véase Cuadro 42).

**Cuadro 42. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de asignación eliminando discontinuidades, según los calendarios vigentes y los calendarios de la Circular 3/2014. Año 2014**

Peaje	Resultado asignación con calendarios vigentes						Resultado asignación con calendarios de la Circular 3/2014					
	Energía (€/kWh)						Energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	0,00575	—	—	—	—	—	0,00570	—	—	—	—	—
2.02 TD	0,00748	0,00270	—	—	—	—	0,00765	0,00238	—	—	—	—
2.03 TD	0,00663	0,00403	0,00070	—	—	—	0,00883	0,00536	0,00015	—	—	—
3.0 TD	0,01013	0,00740	0,00069	—	—	—	0,01222	0,00754	0,00025	—	—	—
6.1 TD	0,02592	0,01495	0,00924	0,00251	0,00156	0,00062	0,02038	0,01070	0,00833	0,00599	0,00078	0,00024
6.2 TD	0,01310	0,00737	0,00503	0,00131	0,00080	0,00028	0,01038	0,00545	0,00473	0,00313	0,00044	0,00010
6.3 TD	0,01029	0,00585	0,00421	0,00110	0,00066	0,00022	0,00844	0,00446	0,00398	0,00254	0,00035	0,00008
6.4 TD	0,00999	0,00603	0,00399	0,00116	0,00068	0,00021	0,00804	0,00442	0,00412	0,00254	0,00039	0,00009

Fuente: CNMC

#### 4 ASIGNACIÓN DEL COSTE DE GESTIÓN COMERCIAL DE DISTRIBUIDORES

El Anexo II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, establece que la retribución de la actividad de distribución incluye, además de la retribución reconocida y los incentivos o penalizaciones a la calidad del servicio y a la reducción de pérdidas, la retribución por operación y mantenimiento y otros costes de retribución. Por su parte, el 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, establece, en su artículo 13, que entre los otros costes retribuidos de la actividad de distribución se incluye la retribución por la lectura de contadores y equipos de medida de los clientes; la retribución de las tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos; la retribución por las tareas asociadas a la atención telefónica a los clientes; la retribución por tareas de planificación; la retribución por costes de estructura de la empresa y la retribución en concepto de Tasas de ocupación de la vía pública. Por último, la Disposición adicional primera del citado Real Decreto 1048/2013 establece la supresión de la retribución a la gestión comercial en tanto este concepto retributivo está integrado en la retribución de otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras.

El artículo 6 de la Orden IET/107/2014 establece en 56.700 miles de euros el coste de gestión comercial para 2014 reconocido con carácter provisional a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

En tanto el coste de gestión comercial reconocido a los distribuidores se establezca específicamente y teniendo en cuenta la diferente naturaleza del mismo, se plantea un criterio de asignación diferenciado del coste de las redes.

Teniendo en cuenta que el principal factor inductor del coste de la gestión comercial reconocida a los distribuidores por el acceso de terceros a las redes es el número de clientes, el criterio para asignar el coste de gestión comercial consiste en aplicar una cantidad fija por cliente. Esto es, se asigna a cada peaje el producto del número de consumidores acogidos a cada peajes por el coste unitario por cliente ( $q$ ), que resulta del cociente del coste de gestión comercial reconocido a los distribuidores y el número de clientes total (véase Cuadro 43).

**Cuadro 43. Asignación del coste de gestión comercial de distribuidores por grupo tarifario. Año 2014**

$$\text{Coste} = \frac{GC}{\text{Nº clientes}} = \frac{56.700}{28.700.773} = 1,98$$

Grupo tarifario	Nº clientes (A)	Coste unitario por cliente y año (€) (B)	Cotes asignado al peaje (miles €) (A) * (B)
2.0 TD	26.483.102	1,98	52.318,9
2.02 TD	1.334.673	1,98	2.636,7
2.03 TD	1.409	1,98	2,8
3.0 TD	773.425	1,98	1.527,9
6.1 TD	105.591	1,98	208,6
6.2 TD	1.607	1,98	3,2
6.3 TD	429	1,98	0,8
6.4 TD	536	1,98	1,1
<b>Total</b>	<b>28.700.773</b>	<b>1,98</b>	<b>56.700</b>

Fuente: CNMC

No obstante lo anterior, en la medida en que este componente de coste será suprimido y pasará a formar parte de la retribución de la distribución sin diferenciación del resto de componentes de coste y teniendo en cuenta la magnitud del término obtenido (1,98

€/cliente y año), el coste de gestión comercial se asigna proporcionalmente a los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución (véanse Cuadro 44 y Cuadro 45).

**Cuadro 44. Términos fijos del coste de gestión comercial de distribuidores por grupo tarifario, según calendarios vigentes. Año 2014**

Grupo tarifario	Coste de transporte y distribución a recuperar por el término de potencia (miles €)	Cotes de gestión comercial asignado al peaje (miles €)	Coeficiente de proporcionalidad (C) = [ (B) / (A) ]
	(A)	(B)	(C) = [ (B) / (A) ]
2.0 TD	3.145.859	52.319	1,625%
2.02 TD	235.178	2.637	1,625%
2.03 TD	196	3	1,625%
3.0 TD	751.856	1.528	0,203%
6.1 TD	824.307	209	0,025%
6.2 TD	93.860	3	0,003%
6.3 TD	35.452	1	0,002%
6.4 TD	93.853	1	0,001%
<b>Total</b>	<b>5.180.560</b>	<b>56.700</b>	<b>1,094%</b>

Peaje de comercialización (€/kW y año) término de potencia del peaje de T&D * (C)					
P1	P2	P3	P4	P5	P6
0,445907					
0,445907					
0,445907					
0,016682	0,035168	0,003948			
0,004004	0,002771	0,001072	0,000568	0,000219	0,000219
0,000412	0,000305	0,000118	0,000056	0,000022	0,000022
0,000215	0,000155	0,000067	0,000032	0,000016	0,000016
0,000115	0,000089	0,000035	0,000016	0,000008	0,000008

Fuente: CNMC

**Cuadro 45. Términos fijos del coste de gestión comercial de distribuidores por grupo tarifario, según calendarios de la Circular 3/2014. Año 2014**

Grupo tarifario	Coste de transporte y distribución a recuperar por el término de potencia (miles €)	Cotes de gestión comercial asignado al peaje (miles €)	Coeficiente de proporcionalidad (C) = [ (B) / (A) ]
	(A)	(B)	(C) = [ (B) / (A) ]
2.0 TD	2.988.653	52.319	1,711%
2.02 TD	223.425	2.637	1,711%
2.03 TD	187	3	1,711%
3.0 TD	714.156	1.528	0,214%
6.1 TD	1.024.469	209	0,020%
6.2 TD	102.163	3	0,003%
6.3 TD	36.573	1	0,002%
6.4 TD	90.935	1	0,001%
<b>Total</b>	<b>5.180.560</b>	<b>56.700</b>	<b>1,094%</b>

Peaje de comercialización (€/kW y año) término de potencia del peaje de T&D * (C)					
P1	P2	P3	P4	P5	P6
0,445907					
0,445907					
0,445907					
0,031948	0,018474	0,005391			
0,003041	0,002088	0,002064	0,001408	0,000137	0,000102
0,000360	0,000216	0,000199	0,000133	0,000015	0,000012
0,000199	0,000121	0,000096	0,000065	0,000009	0,000009
0,000116	0,000069	0,000046	0,000028	0,000006	0,000005

Fuente: CNMC

## 5 TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA RESULTANTES DE LA METODOLOGÍA DE LA CIRCULAR 3/2014.

A continuación se presentan los términos de potencia y los términos de energía, diferenciados por concepto de coste (transporte, distribución y gestión comercial), que resultan de la aplicación de la metodología de la Circular 3/2014, según los calendarios vigentes y los calendarios de la Circular, así como los términos de potencia y los términos de energía de los peajes de acceso vigentes (Orden IET/107/2014).

**Cuadro 46. Términos de potencia y de energía de los peajes de transporte, distribución y gestión comercial por grupo tarifario, según calendarios vigentes. Año 2014**

Peaje de transporte	Término de potencia (€/kW y año)						Término de energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	4,22004	—	—	—	—	—	0,00152	—	—	—	—	—
2.02 TD	4,22004	—	—	—	—	—	0,00199	0,00070	—	—	—	—
2.03 TD	4,22004	—	—	—	—	—	0,00178	0,00107	0,00015	—	—	—
3.0 TD	1,33714	2,75159	0,13411	—	—	—	0,00265	0,00199	0,00014	—	—	—
6.1 TD	4,16587	3,09983	1,17810	0,69770	0,19811	0,19811	0,00667	0,00410	0,00253	0,00076	0,00045	0,00013
6.2 TD	5,85464	4,59523	1,69909	0,86836	0,30742	0,30742	0,00608	0,00362	0,00242	0,00069	0,00041	0,00012
6.3 TD	4,50973	3,37909	1,39695	0,72501	0,31091	0,31091	0,00499	0,00297	0,00203	0,00057	0,00034	0,00010
6.4 TD	10,15513	7,92890	3,07835	1,44726	0,66856	0,66856	0,00999	0,00603	0,00399	0,00116	0,00068	0,00021
Peaje de distribución	Término de potencia (€/kW y año)						Término de energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	23,21372	—	—	—	—	—	0,00422	—	—	—	—	—
2.02 TD	23,21372	—	—	—	—	—	0,00548	0,00200	—	—	—	—
2.03 TD	23,21372	—	—	—	—	—	0,00485	0,00296	0,00055	—	—	—
3.0 TD	6,87155	14,55342	1,80871	—	—	—	0,00748	0,00541	0,00054	—	—	—
6.1 TD	11,65791	7,84883	3,05824	1,54731	0,66688	0,66688	0,01925	0,01085	0,00671	0,00174	0,00112	0,00049
6.2 TD	6,33842	4,43020	1,79108	0,77487	0,35559	0,35559	0,00702	0,00375	0,00260	0,00062	0,00039	0,00016
6.3 TD	4,47600	3,08321	1,41738	0,62536	0,33785	0,33785	0,00530	0,00288	0,00218	0,00053	0,00032	0,00012
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Peaje de gestión comercial	Término de potencia (€/kW y año)						Término de energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	0,44591	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.02 TD	0,44591	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.03 TD	0,44591	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3.0 TD	0,01668	0,03517	0,00395	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6.1 TD	0,00400	0,00277	0,00107	0,00057	0,00022	0,00022	—	—	—	—	—	—
6.2 TD	0,00041	0,00031	0,00012	0,00006	0,00002	0,00002	—	—	—	—	—	—
6.3 TD	0,00022	0,00015	0,00007	0,00003	0,00002	0,00002	—	—	—	—	—	—
6.4 TD	0,00011	0,00009	0,00003	0,00002	0,00001	0,00001	—	—	—	—	—	—
Peaje de T&D	Término de potencia (€/kW y año)						Término de energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	27,879670	—	—	—	—	—	0,005747	—	—	—	—	—
2.02 TD	27,879670	—	—	—	—	—	0,007477	—	—	—	—	—
2.03 TD	27,879670	—	—	—	—	—	0,006625	—	—	—	—	—
3.0 TD	8,225369	17,340179	1,946774	—	—	—	0,010130	0,007400	0,000688	—	—	—
6.1 TD	15,827781	10,951431	4,237415	2,245571	0,865207	0,865207	0,025916	0,014953	0,009241	0,002507	0,001563	0,000618
6.2 TD	12,193474	9,025727	3,490281	1,643291	0,663032	0,663032	0,013099	0,007371	0,005026	0,001309	0,000796	0,000283
6.3 TD	8,985951	6,462463	2,814399	1,350397	0,648769	0,648769	0,010290	0,005845	0,004209	0,001101	0,000661	0,000221
6.4 TD	10,155241	7,928985	3,078384	1,447274	0,668567	0,668567	0,009992	0,006028	0,003991	0,001155	0,000685	0,000215

Fuente: CNMC

**Cuadro 47. Términos de potencia y de energía de los peajes de transporte, distribución y gestión comercial por grupo tarifario, según calendarios de la Circular. Año 2014**

Peaje de transporte	Término de potencia (€/kW y año)						Término de energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	3,86001						0,00150					
2.02 TD	3,86001						0,00201	0,00063				
2.03 TD	3,86001						0,00231	0,00140	0,00004			
3.0 TD	2,51603	1,26110	0,08687				0,00320	0,00198	0,00006			
6.1 TD	4,07199	2,90602	2,74467	1,71191	0,21192	0,13139	0,00537	0,00298	0,00215	0,00141	0,00025	0,00006
6.2 TD	5,72271	3,54406	3,04389	1,90255	0,26287	0,20288	0,00496	0,00273	0,00220	0,00138	0,00024	0,00005
6.3 TD	4,40810	2,73226	1,96102	1,29601	0,20500	0,20500	0,00415	0,00228	0,00188	0,00116	0,00019	0,00004
6.4 TD	9,92627	5,95517	3,91337	2,39500	0,50000	0,45871	0,00804	0,00442	0,00412	0,00254	0,00039	0,00009
Peaje de distribución	Término de potencia (€/kW y año)						Término de energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	22,20283						0,00421					
2.02 TD	22,20283						0,00564	0,00175				
2.03 TD	22,20283						0,00652	0,00396	0,00011			
3.0 TD	12,41622	7,37361	2,43276				0,00901	0,00557	0,00019			
6.1 TD	10,86239	7,34639	7,39011	5,20094	0,46029	0,36962	0,01501	0,00772	0,00618	0,00458	0,00054	0,00018
6.2 TD	5,87200	3,39257	3,37509	2,36397	0,22998	0,17489	0,00542	0,00272	0,00253	0,00175	0,00020	0,00005
6.3 TD	4,17576	2,46317	2,18310	1,52031	0,18506	0,16370	0,00429	0,00218	0,00210	0,00138	0,00017	0,00004
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Peaje de gestión	Término de potencia (€/kW y año)						Término de energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	0,44591											
2.02 TD	0,44591											
2.03 TD	0,44591											
3.0 TD	0,03195	0,01847	0,00539									
6.1 TD	0,00304	0,00209	0,00206	0,00141	0,00014	0,00010						
6.2 TD	0,00036	0,00022	0,00020	0,00013	0,00002	0,00001						
6.3 TD	0,00020	0,00012	0,00010	0,00007	0,00001	0,00001						
6.4 TD	0,00012	0,00007	0,00005	0,00003	0,00001	0,00001						
Peaje de T&D	Término de potencia (€/kW y año)						Término de energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	26,508745						0,005703					
2.02 TD	26,508745						0,007645					
2.03 TD	26,508745						0,008829					
3.0 TD	14,964203	8,653185	2,525019				0,012216	0,007543	0,000248			
6.1 TD	14,937421	10,254501	10,136840	6,914256	0,672342	0,501107	0,020383	0,010703	0,008332	0,005994	0,000783	0,000239
6.2 TD	11,595063	6,936842	6,419180	4,266660	0,492870	0,377786	0,010379	0,005446	0,004731	0,003133	0,000440	0,000102
6.3 TD	8,584061	5,195552	4,144212	2,816390	0,390072	0,368713	0,008443	0,004455	0,003980	0,002544	0,000352	0,000078
6.4 TD	9,926388	5,955240	3,913415	2,395026	0,500010	0,458718	0,008038	0,004415	0,004119	0,002535	0,000388	0,000089

Fuente: CNMC

**Cuadro 48. Términos de potencia y de energía de los peajes de acceso de la Orden IET/107/2014**

Peaje de acceso	Potencia (€/kW y año)						Energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 A	38,04						0,044027					
2.0 DHA	38,04						0,062012	0,002215				
2.0 DHS	38,04						0,062012	0,002879	0,000886			
2.1 A	44,44						0,057360					
2.1 DHA	44,44						0,074568	0,013192				
2.1 DHS	44,44						0,074568	0,017809	0,006596			
3.0 A	40,73	24,44	16,29				0,018762	0,012575	0,004670			
3.1 A	59,17	36,49	8,37				0,014335	0,012754	0,007805			
6.1	39,14	19,59	14,33	14,33	14,33	6,54	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.2	22,16	11,09	8,12	8,12	8,12	3,70	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	18,92	9,47	6,93	6,93	6,93	3,16	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	13,71	6,86	5,02	5,02	5,02	2,29	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

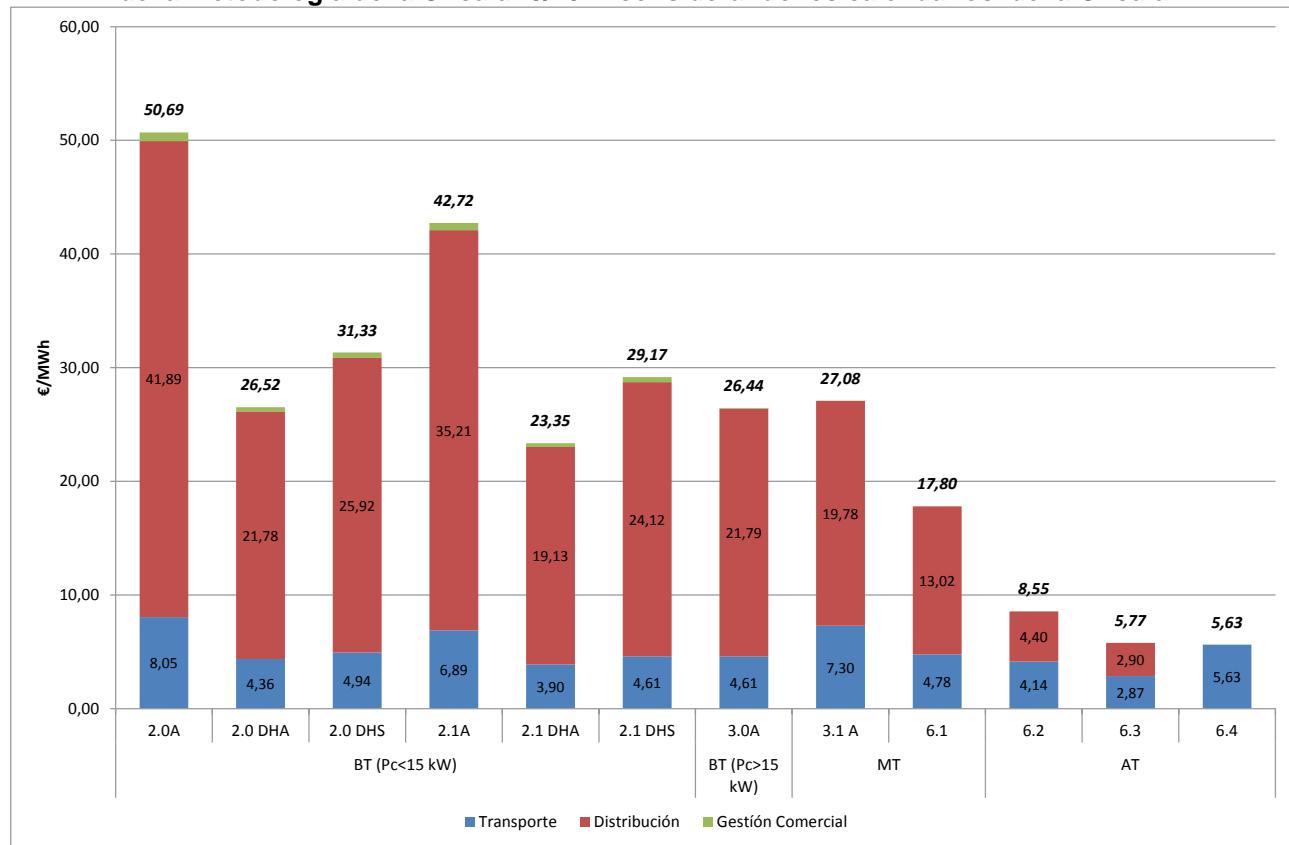
Fuente: Orden IET/107/2014

A continuación se procede a analizar los términos de potencia y energía resultantes de la metodología de la Circular una vez agregados los peajes de transporte, distribución y gestión comercial.

En el Gráfico 8 se muestra, considerando el escenario de demanda previsto para 2014, el precio medio (c€/kWh) por peaje de acceso resultante de aplicar la metodología. La Circular 3/2014 introduce modificaciones en la estructura de peajes vigente (eliminación de la diferenciación entre peajes de baja tensión con potencia contratada menor de 10 kW y mayor de 10 kW, y eliminación de la diferenciación entre el peaje 3.1A y 6.1A). No obstante, a efectos de facilitar la comparación con la situación vigente, se ha facturado a la estructura de peajes de acceso establecida en la Orden IET/107/2014 a los precios resultantes de la Circular.

Se observa que, a pesar de que los peajes de transporte y distribución son los mismos para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW (2.0A, 2.0DHA y 2.0DHS) y los consumidores con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW (2.1A, 2.1DHA y 2.1DHS), la facturación media de los segundos resulta entre un 7% y un 16% inferior a la de los primeros, como consecuencia de la diferente utilización de la potencia contratada por ambos colectivos. Asimismo, si bien el peaje de transporte y distribución de la Circular es el mismo para los consumidores de media tensión, la facturación media que resulta para los consumidores con potencia contratada inferior a 450 kW (3.1A) es un 52% superior a la que resulta para los consumidores con potencia contratada superior a 450 kW (6.1A) consecuencia, igualmente, de la diferente utilización de la potencia de ambos colectivos.

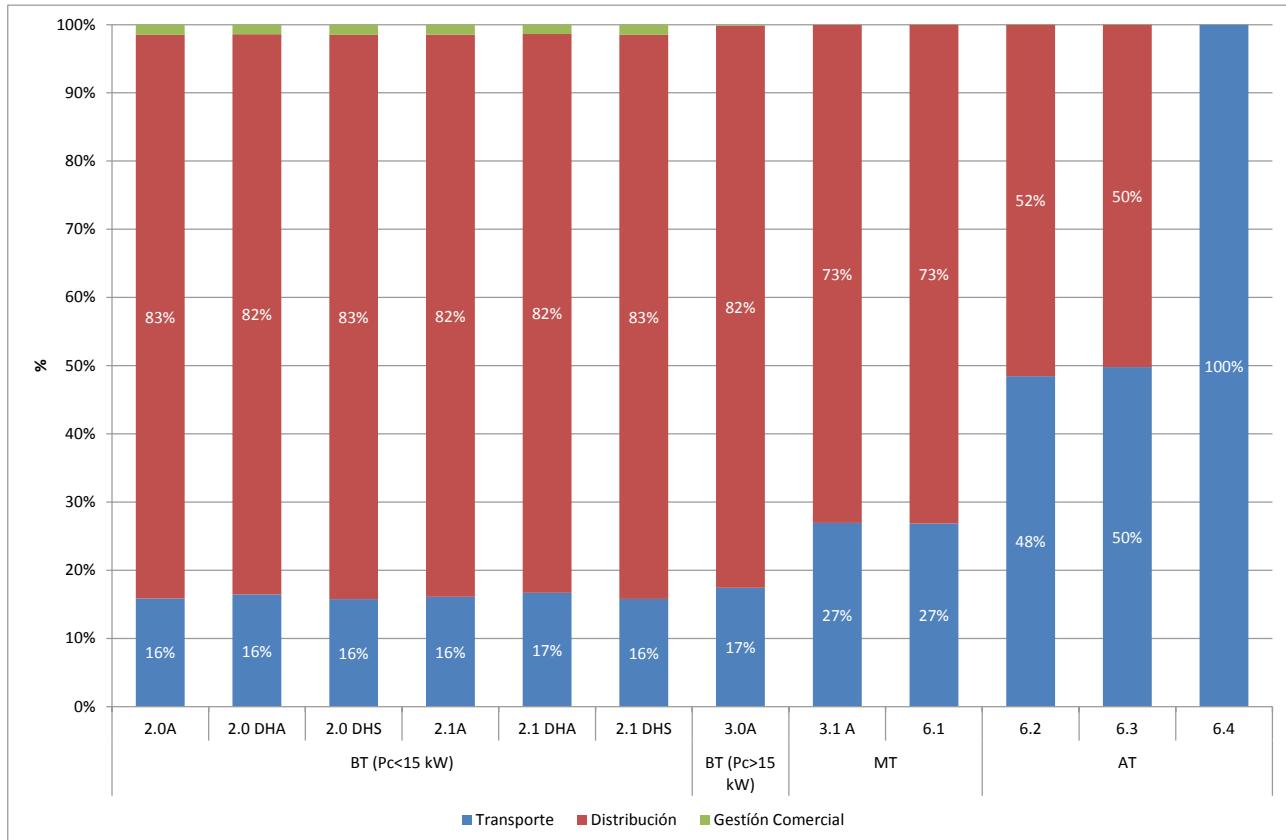
**Gráfico 8. Facturación media (€/kWh) de los peajes de transporte y distribución resultante de facturar las variables de facturación previstas para 2014 a los términos de potencia y energía que resultan de la metodología de la Circular 3/2014 considerando los calendarios de la Circular.**



Fuente: CNMC

Respecto de la composición de la facturación por concepto, se observa que para los consumidores de baja tensión el peaje de transporte representa, aproximadamente, el 16% de la facturación de T&D total, porcentaje que se incrementa hasta el 27% para los consumidores conectados en media tensión, el 50% para los consumidores conectados en alta tensión (6.2 y 6.3) y prácticamente el 100% de la facturación de los consumidores conectados en muy alta tensión (6.4). La facturación de los peajes de distribución representan el 82% de la facturación total del peaje de T&D de los consumidores de baja tensión, el 73% para los consumidores de media tensión y el 50% para los consumidores conectados en alta tensión. El peaje de gestión comercial representa el 1,2% de la facturación de T&D total de los consumidores de baja tensión y es, prácticamente, nulo para el resto de consumidores (véase Gráfico 9).

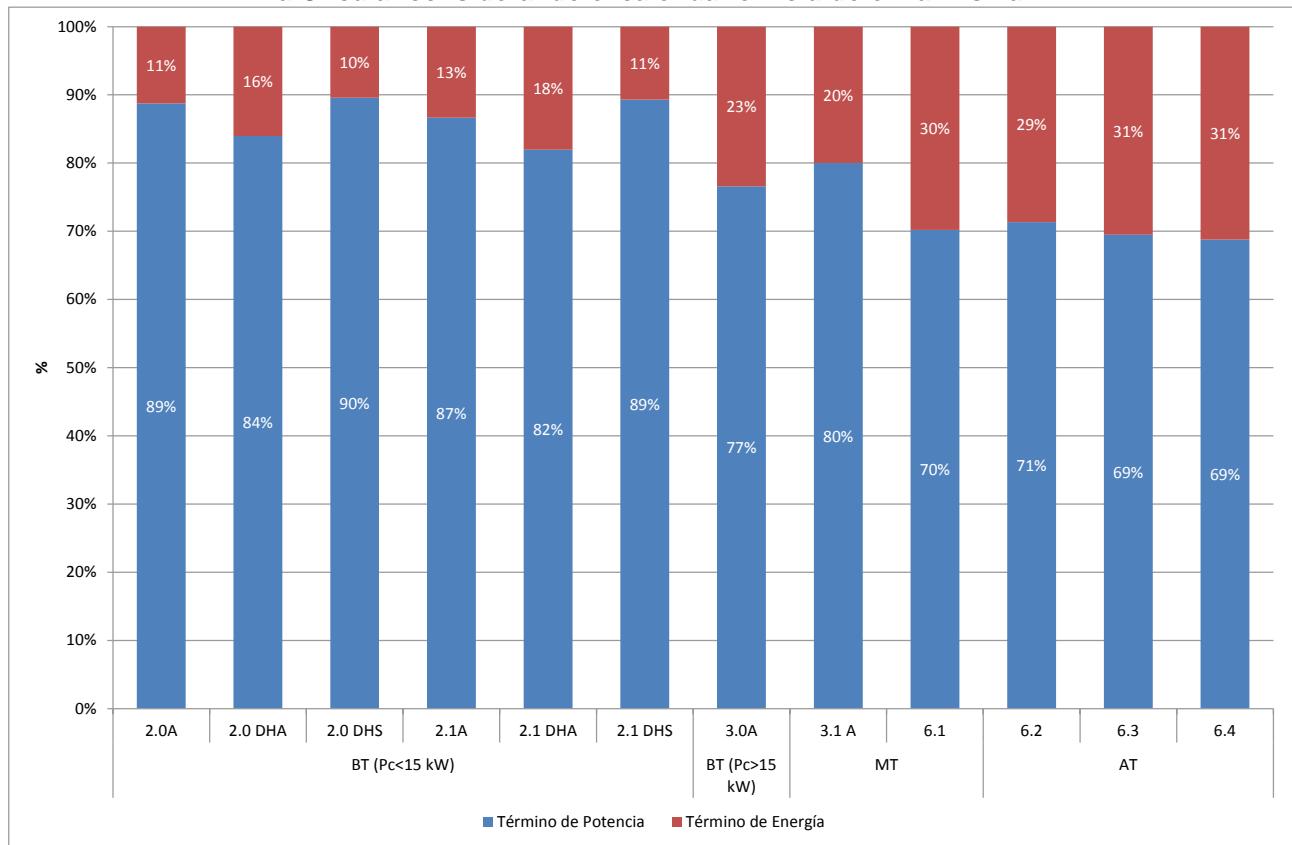
**Gráfico 9. Composición por concepto de coste de la facturación media por tarifa de acceso resultante de facturar el escenario de demanda 2014 a los precios resultantes de la metodología de la Circular 3/2014 considerando el calendario de la Circular.**



Fuente: CNMC

En relación con la *composición de facturación por términos de facturación*, se observa que la facturación del término de potencia representa entre el 77% y el 90% para los consumidores de baja tensión, entre el 70% y el 80% para los consumidores de media tensión, y entre el 59% y, aproximadamente, el 70% para los consumidores de alta y muy alta tensión (véase Gráfico 10).

**Gráfico 10. Composición por términos de facturación de la facturación media por peaje de acceso resultante de facturar el escenario de demanda 2014 a los precios resultantes de la metodología de la Circular considerando el calendario incluido en la misma.**



Fuente: CNMC

De acuerdo a lo establecido en el artículo 16.3 de la Ley 24/2013, el Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución.

## 6 PEAJES DE DURACIÓN INFERIOR AL AÑO

La normativa vigente establece la posibilidad de realizar contratos de duración inferior a la anual en determinadas situaciones, por lo que se hace necesario definir la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los mismos.

Los peajes de transporte y distribución de duración inferior al año se definen como un porcentaje de recargo sobre el término de potencia del correspondiente peaje de transporte y distribución anual. El porcentaje de recargo se calcula teniendo en cuenta que, independientemente de la duración del contrato, el usuario debe satisfacer la totalidad del coste de la red del nivel de tensión al que se conecta, y, además, la parte

que le corresponda por el uso efectivo de las redes de niveles de tensión superiores. Ello se justifica porque su suministro incide básicamente en el diseño de la red del nivel de tensión al que se conecta y en menor medida en el diseño de las redes de niveles de tensión superiores.

De los cuadros 23 y 24 se obtiene para cada peaje de transporte y distribución el porcentaje de coste redes que se debe recuperar a través del término de potencia asociado al propio nivel de tensión y el coste asociado a niveles de tensión superiores, según los calendarios vigentes y los calendarios de la Circular (véanse Cuadro 49 y Cuadro 50).

**Cuadro 49. Porcentaje del coste 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 vigente.**

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	30,9%	42,6%	52,2%	53,2%	63,9%	69,7%	43,2%
	NT1	36,6%	29,6%	24,5%	23,2%	19,3%	17,5%	29,8%
	NT2	7,3%	5,9%	5,0%	4,4%	3,7%	3,0%	5,9%
	NT3	7,0%	5,7%	5,0%	4,6%	3,5%	2,9%	5,7%
	NT4	18,2%	16,3%	13,3%	14,5%	9,6%	6,9%	15,4%
	<b>Total</b>	<b>100,0%</b>						
NT1	NT1	53,0%	51,6%	51,2%	49,6%	53,3%	57,8%	52,4%
	NT2	10,6%	10,2%	10,5%	9,5%	10,3%	10,0%	10,4%
	NT3	10,1%	9,9%	10,5%	9,8%	9,8%	9,4%	10,0%
	NT4	26,3%	28,3%	27,8%	31,1%	26,6%	22,8%	27,3%
	<b>Total</b>	<b>100,0%</b>						
NT2	NT2	35,3%	33,2%	34,7%	31,6%	34,8%	36,3%	34,3%
	NT3	16,7%	15,9%	16,7%	15,5%	16,5%	17,3%	16,4%
	NT4	48,0%	50,9%	48,7%	52,8%	48,6%	46,3%	49,3%
	<b>Total</b>	<b>100,0%</b>						
NT3	NT3	49,8%	47,7%	50,4%	46,3%	49,6%	52,1%	49,1%
	NT4	50,2%	52,3%	49,6%	53,7%	50,4%	47,9%	50,9%
	<b>Total</b>	<b>100,0%</b>						
NT4	NT4	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	<b>Total</b>	<b>100,0%</b>						

Fuente: CNMC

**Cuadro 50. Porcentaje del coste 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.**

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	41,6%	51,2%	26,3%	34,5%	45,2%	86,9%	45,5%
	NT1	30,6%	25,4%	38,4%	35,6%	26,9%	7,5%	28,6%
	NT2	6,0%	4,8%	7,7%	7,0%	5,1%	1,1%	5,6%
	NT3	5,8%	4,7%	7,6%	6,6%	5,5%	1,0%	5,4%
	NT4	15,9%	13,8%	20,0%	16,2%	17,3%	3,4%	14,8%
	<b>Total</b>	<b>100,0%</b>						
NT1	NT1	52,4%	52,1%	52,1%	54,4%	49,1%	57,3%	52,6%
	NT2	10,4%	9,9%	10,5%	10,8%	9,4%	8,6%	10,3%
	NT3	10,0%	9,7%	10,4%	10,1%	10,0%	7,8%	10,0%
	NT4	27,3%	28,3%	27,1%	24,8%	31,5%	26,2%	27,1%
	<b>Total</b>	<b>100,0%</b>						
NT2	NT2	34,3%	33,7%	35,3%	38,0%	30,9%	31,7%	34,8%
	NT3	16,4%	15,2%	17,2%	17,4%	15,8%	14,5%	16,4%
	NT4	49,4%	51,1%	47,4%	44,6%	53,3%	53,7%	48,8%
	<b>Total</b>	<b>100,0%</b>						
NT3	NT3	48,6%	47,4%	52,7%	54,0%	47,9%	44,1%	49,8%
	NT4	51,4%	52,6%	47,3%	46,0%	52,1%	55,9%	50,2%
	<b>Total</b>	<b>100,0%</b>						
NT4	NT4	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	<b>Total</b>	<b>100,0%</b>						

Fuente: CNMC

A efectos ilustrativos a continuación se muestra el procedimiento de cálculo del coeficiente de recargo sobre el término de potencia del peaje de transporte y distribución del nivel de tensión comprendido entre 1 kV y 36 kV (NT1) para contratos de duración inferior al año. La metodología de cálculo es la misma para todos los peajes de transporte y distribución.

Según los calendarios de la Circular, el 52,4% del término de potencia del periodo 1 del peaje de transporte y distribución de media tensión corresponde al coste de media tensión, siendo el 47,6% costes de redes de niveles de tensión superiores, en el periodo 2, el 52,1% del coste corresponde al propio nivel de tensión y el 47,9% a otras redes y así sucesivamente.

Como se ha indicado, se considera que un consumidor debe sufragar la totalidad del coste de la red del nivel de tensión a que está conectado independientemente de la duración de su contrato. Por tanto, un consumidor conectado en media tensión debería pagar, en términos medios, el 52,6% del término de potencia y, adicionalmente, la parte que le corresponda por el uso de redes de niveles de tensión superiores (véase Cuadro 51).

**Cuadro 51. Procedimiento de cálculo de los recargos por periodo horario que se deben aplicar a los contratos de duración inferior a un año, dado el calendario de la Circular.**

Peaje 6.1 TD	Contrato anual					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Tp (€/kW y año) (A)	14,9374213	10,254501	10,1368398	6,91425564	0,67234181	0,50110743
Coste asignado por periodo (miles €)	347.331	241.632	240.676	164.850	16.091	13.889
% Coste del NT1 (B)	52,4%	52,1%	52,1%	54,4%	49,1%	57,3%
% Coste resto niveles de tensión (C)	47,6%	47,9%	47,9%	45,6%	50,9%	42,7%

Duración del contrato en meses (D)	Contrato de duración inferior al año (E) = (A) * (B) + (A) * (C)/12*(D)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
1	8,4147	5,7483	5,6843	4,0255	0,3589	0,3050
2	4,5038	3,0790	3,0446	2,1441	0,1937	0,1614
3	3,2002	2,1892	2,1646	1,5169	0,1386	0,1136
4	2,5484	1,7443	1,7247	1,2033	0,1111	0,0896
5	2,1573	1,4774	1,4607	1,0152	0,0946	0,0753
6	1,8966	1,2994	1,2847	0,8898	0,0836	0,0657
7	1,7104	1,1723	1,1590	0,8002	0,0757	0,0589
8	1,5707	1,0770	1,0647	0,7330	0,0698	0,0537
9	1,4621	1,0028	0,9914	0,6807	0,0652	0,0497
10	1,3751	0,9435	0,9327	0,6389	0,0615	0,0465
11	1,3040	0,8950	0,8847	0,6047	0,0585	0,0439
12	1,2448	0,8545	0,8447	0,5762	0,0560	0,0418

Duración del contrato	% de variación (E) sobre (A)						Recargo promedio
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
1	576%	573%	573%	599%	540%	630%	578%
2	262%	260%	260%	272%	246%	287%	263%
3	157%	156%	156%	163%	147%	172%	158%
4	105%	104%	104%	109%	98%	115%	105%
5	73%	73%	73%	76%	69%	80%	74%
6	52%	52%	52%	54%	49%	57%	53%
7	37%	37%	37%	39%	35%	41%	38%
8	26%	26%	26%	27%	25%	29%	26%
9	17%	17%	17%	18%	16%	19%	18%
10	10%	10%	10%	11%	10%	11%	11%
11	5%	5%	5%	5%	4%	5%	5%
12	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: CNMC

*Memoria justificativa de la 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*

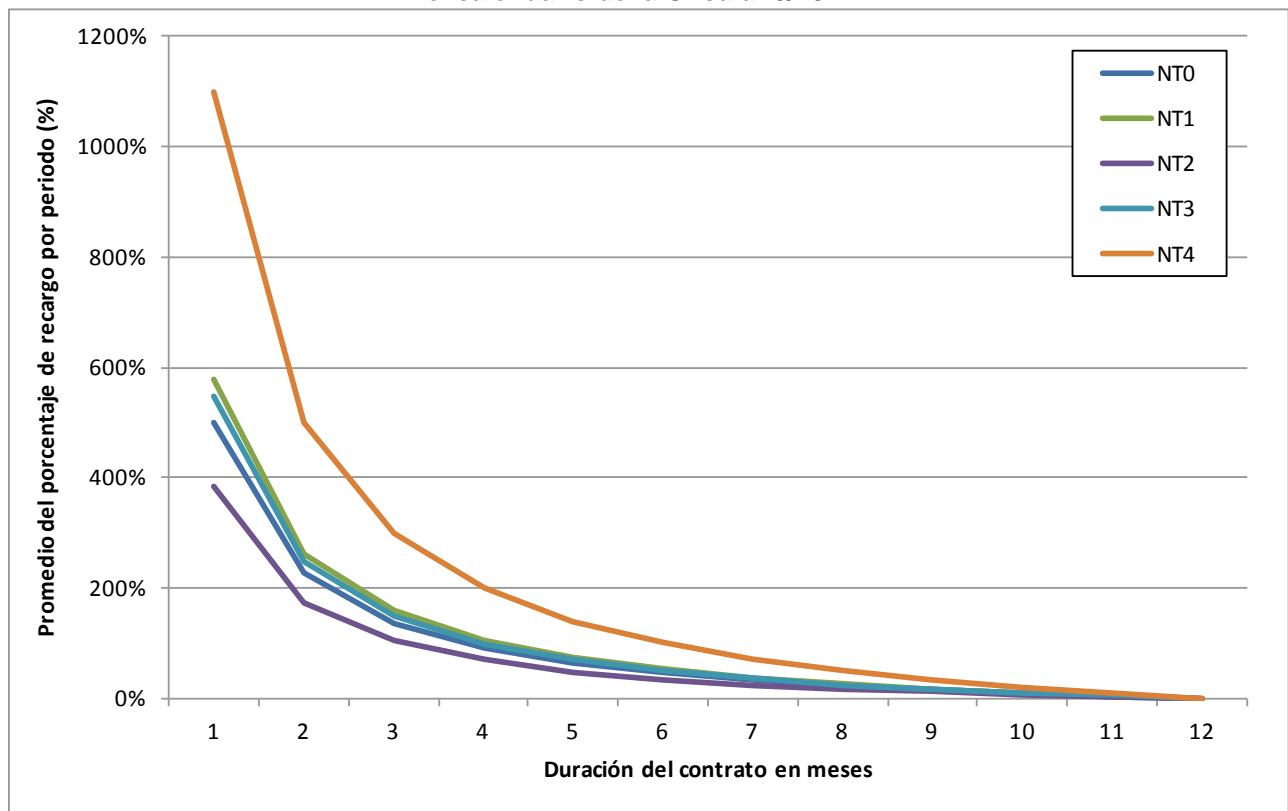
Aplicando el procedimiento anterior se obtienen los coeficientes de recargo correspondientes a cada peaje de transporte y distribución. En el Cuadro 52 y en el Gráfico 11 se muestran los coeficientes de recargo promedio en función de la duración del contrato que se deberían aplicar a los peajes de transporte y distribución en función de la duración del contrato y del nivel de tensión. Se indica que el coeficiente de recargo se ha obtenido como la media ponderada por el coste asignado por periodo horario. Se observa que los coeficientes de recargo disminuyen con la duración de los contratos, penalizado en mayor medida a aquellos contratos con menor duración.

**Cuadro 52. Coeficiente de recargo promedio que se debería aplicar a los peajes de transporte y distribución en función de la duración del contrato y del nivel de tensión considerando el calendario de la Circular 3/2014.**

Duración del contrato en meses	% recargo por nivel de tensión				
	NT0	NT1	NT2	NT3	NT4
1	501%	578%	383%	548%	1100%
2	228%	263%	174%	249%	500%
3	137%	158%	104%	149%	300%
4	91%	105%	70%	100%	200%
5	64%	74%	49%	70%	140%
6	46%	53%	35%	50%	100%
7	33%	38%	25%	36%	71%
8	23%	26%	17%	25%	50%
9	15%	18%	12%	17%	33%
10	9%	11%	7%	10%	20%
11	4%	5%	3%	5%	9%
12	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: CNMC

**Gráfico 11. Coeficiente de recargo por periodo horario que se debería aplicar a los peajes de transporte y distribución en función de la duración del contrato y del nivel de tensión considerando el calendario de la Circular 3/2014.**



Fuente: CNMC

Dado que la mayor parte de los contratos de duración inferior al año se formalizarían, en su caso, por consumidores conectados en baja y media tensión y la similitud de los coeficientes obtenidos para estos niveles de tensión (NT0 y NT1), se ha optado por establecer los coeficientes de recargo en función de la duración como la media ponderada de los coeficientes de recargo obtenidos para los NT0 (60%) y el NT1 (40%). Los recargos que se deben aplicar en función de la duración del contrato son los mismos para todos los niveles de tensión. Por otra parte, a efectos de no penalizar excesivamente a los contratos de duración inferior a tres meses, de aplicación fundamentalmente a los suministros de carácter eventual (como por ejemplo, contratos de obra, ferias, entre otros) y desincentivar la formalización de contratos de corto plazo de duración próxima a la anual en sustitución de contratos anuales, se ha optado por limitar los coeficientes de recargo máximo y mínimo. En particular, el coeficiente de penalización inferior o igual a tres meses resulta de la media ponderada de los coeficientes de recargo que resultan para una duración de tres meses. El coeficiente de recarga para una duración del contrato superior a 6 meses es la media ponderada de los coeficientes de recargo que resultan para una duración de 7 meses.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se han definido los siguientes porcentajes de recargo sobre los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los contratos de duración inferior a un año:

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

Se indica que, a efectos de facturar estos contratos se atenderá a la previsión de la duración del contrato que realice el consumidor. En caso de que en el momento de la contratación, el consumidor no proporcione previsión sobre la duración aproximada del contrato, se considera adecuada la aplicación del recargo más elevado (correspondiente a una duración inferior o igual a 3 meses). En cualquier caso se deberán realizar las regularizaciones oportunas para adecuarse a la duración efectiva del contrato.

## 7 ADAPTACIÓN A LOS PERIODOS HORARIOS DEFINIDOS EN LA CIRCULAR

Con carácter general, los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad han señalado la necesidad de definir un periodo transitorio suficiente a efectos de realizar la reprogramación de los equipos, la adaptación de los sistemas y la adaptación de los contratos de suministro a los períodos horarios definidos en la Circular.

Teniendo en cuenta que la Circular no será de aplicación efectiva hasta la primera revisión de peajes de acceso que realice el Ministerio de Industria, momento que esta Comisión no puede anticipar, no es posible la definición de dicho periodo transitorio.

No obstante, se considera que la Orden por la que se revisen los peajes y cargos debería incluir la definición de dicho periodo transitorio, así como los porcentajes para la conversión de los consumos registrados por periodo horario en los equipos de medida según el calendario definido en la Orden ITC/2794/2007 a los períodos horarios de la de Circular, en tanto se realiza la adaptación de los equipos de medida.

Al respecto cabe señalar que, algunos agentes han propuesto un periodo de al menos seis meses, tras la aplicación efectiva de la Circular.

## ANEXO I. CALENDARIOS

*Memoria justificativa de la 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*

## 1 INTRODUCCIÓN

Un factor relevante en el diseño de los peajes es la diferenciación horaria en la medida en que el coste de la red depende del momento en el que se utiliza. Es por ello que se considera necesario que los peajes de acceso estén diferenciados horariamente a efectos de proporcionar a los consumidores señales de precio en los peajes de transporte y distribución que incentiven el uso de las redes en las horas de menor demanda, donde la saturación de las redes es menor, y lo desincentive en los períodos horarios de mayor demanda del sistema, donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

Debido a que los calendarios vigentes fueron introducidos el 1 de enero de 2008, la CNMC solicitó una revisión de los mismos al Operador del Sistema, afectos de valorar si los períodos horarios definidos en los calendarios vigentes reflejan adecuadamente el patrón de demanda registrado en los últimos años o si, por el contrario, variaciones en el patrón de demanda del sistema hacían necesario introducir modificaciones en la definición de los tipos de horas que integran cada periodo horario.

Basándose en el criterio de simplicidad el Operador del Sistema realizó una propuesta de revisión de las zonas, las temporadas eléctricas y los períodos horarios de la discriminación horaria de tres y seis períodos. En resumen, el Operador del Sistema proponía las siguientes modificaciones respecto de los calendarios vigentes:

- 1) Zona única, esto es, mismos calendarios para todos los subsistemas;
- 2) Redefinición de las temporadas para la discriminación horaria de seis períodos. Se revisan las temporadas de las discriminaciones de seis períodos en función del nivel de punta de cada mes. En particular, se consideran cinco meses para la temporada alta (Noviembre a Diciembre y de Enero a Marzo), cinco meses para la temporada media (de Junio a Octubre) y dos meses para la temporada baja (Abril y Mayo). Se ha utilizado como indicador del nivel de punta del mes la media de las 10 horas de mayor demanda de cada mes ("top ten") clasificando los meses de mayor a menor demanda. A la vista de los resultados, para la península propone eliminar el mes con todas sus horas de valle (mes de Agosto) y asignarlo a la temporada media.
- 3) Se mantienen las temporadas invierno y verano para las discriminaciones de dos y tres períodos.
- 4) Misma discriminación horaria de tres períodos para todos los peajes.
- 5) Simplificación de los períodos horarios y homogeneización de los períodos horarios de la discriminación horaria de tres y seis períodos

La propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad remitida al Consejo Consultivo de Electricidad, el pasado 17 de mayo de 2013, se basaba en la propuesta de revisión de los calendarios del Operador del Sistema.

En la Memoria que acompañó a la propuesta de Circular se incluyó un análisis tanto sobre los períodos horarios establecidos en la normativa vigente como sobre la propuesta de

*Memoria justificativa de la 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*

revisión del Operador del Sistema. En el análisis se concluía que, en términos globales, tanto el calendario establecido en la Orden ITC/2794/2007 para la discriminación horaria de tres periodos, como para la discriminación horaria de seis periodos no refleja correctamente los períodos horarios de la monótona del sistema por lo que se recomendaba su revisión. Asimismo, se concluía que, con carácter general, los calendarios propuestos por el Operador del Sistema reflejan mejor los períodos horarios que los establecidos en la Orden ITC/2794/2007 para el sistema peninsular, aunque no en los sistemas insulares y extrapeninsulares, por lo que se consideraba necesario realizar un análisis más exhaustivo antes de considerar una zona única.

Teniendo en cuenta la necesidad de revisar los calendarios vigentes y que la mayor parte de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad ha coincidido en señalar la necesidad de mantener la actual diferenciación de los calendarios por subsistema, la CNMC ha optado por revisar los calendarios vigentes, partiendo de la propuesta del Operador del Sistema e incorporando las alegaciones del Consejo Consultivo. En particular, los calendarios de la Circular consisten en mantener la propuesta del Operador del Sistema para la península y ajustar los períodos y temporadas para los sistemas extrapeninsulares, tanto para la discriminación horaria de tres y seis períodos.

En el presente anexo se analiza la idoneidad de los períodos horarios actuales, establecidos en la Orden ITC/2794/2007 y, teniendo en cuenta el resultado de los mismos, se complementa la propuesta de Operador del Sistema con un calendario para los subsistemas insulares y extrapeninsulares.

## 2 CALENDARIOS DE DISCRIMINACIÓN HORARIA VIGENTES

Los períodos horarios de los peajes de acceso actuales fueron establecidos en la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, con la excepción de la discriminación horaria de tres períodos para los clientes de media tensión, que fue modificada por la Orden ITC/3801/2008, y la discriminación horaria supervalle, introducida por el Real Decreto 647/2011.

A efectos de aplicar las discriminaciones horarias en tres períodos, con la excepción de la discriminación horaria supervalle, y en seis períodos, se indica que tanto los calendarios como las temporadas son diferentes para cada uno de los subsistemas considerados: Península, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

La *discriminación horaria en dos períodos* diferencia las horas del día en dos períodos: punta y valle. El periodo de punta se corresponde con las horas comprendidas entre las 12:00 de la mañana y las 22:00 de la noche, correspondiendo el resto de horas con el periodo de valle. El horario se desplaza una hora en verano coincidiendo con el cambio oficial de hora.

La *discriminación horaria en tres períodos*<sup>11</sup> diferencia tres tipos de hora: punta, llano y valle. Existen tres calendarios diferentes para los consumidores que discriminan su consumo en tres períodos:

- Discriminación horaria supervalle en baja tensión y potencia contratada menor o igual a 15 kW (peajes 2.0 A DHS y 2.1 A DHS): El periodo de punta es equivalente al de la discriminación horaria en dos períodos. El periodo de valle incluye las horas comprendidas entre la 1:00h y las 7:00h, integrándose el resto de las horas en el periodo de llano.
- Discriminación horaria en tres períodos en baja tensión y potencia contratada superior a 15 kW (3.0 A): El periodo de punta está integrado por las horas comprendidas entre las 18:00h y las 22:00h en invierno y las 11:00h y las 15:00h en verano. El periodo de llano agrupa las horas comprendidas entre las 22:00h y las 24:00h y las 8:00h a las 18:00h en invierno y las horas comprendidas entre las 8:00h y las 11:00h y las 15:00h y las 24:00h en la temporada de verano. El periodo de valle incluye las horas comprendidas entre las 24:00h y las 8:00h de todos los días del año.
- Discriminación horaria en tres períodos en media tensión y potencia contratada menor ó igual a 450 kW (3.1 A): El periodo de punta y llano es similar al de la discriminación horaria de tres períodos en baja tensión, excluyendo las horas de los sábados, domingos y festivos, que se integran en el periodo de valle.

---

<sup>11</sup> Para la discriminación horaria de tres períodos de aplicable a los peajes de accesos 3.0 A y 3.1 A, se describe el calendario Peninsular, si bien existe una diferenciación de calendarios por subsistema (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla).

**Cuadro 53. Calendarios de las discriminaciones horaria de tres períodos establecidos en la Orden ITC/2794/2007**

Periodo 1      Periodo 2      Periodo 3

		DISCRIMINACIÓN HORARIA SUPERVALLE																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Todas las zonas	INVIERNO	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	
	VERANO	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	
		3.0 A																								
Península	INVIERNO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	
	VERANO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	
Baleares	INVIERNO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	
	VERANO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	
Canarias	INVIERNO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	
	VERANO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Ceuta y Melilla	INVIERNO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	
	VERANO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
		3.1 A																								
Días laborables		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Península	INVIERNO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
	VERANO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Baleares	INVIERNO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	
	VERANO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	
Canarias	INVIERNO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	
	VERANO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2		
Ceuta y Melilla	INVIERNO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	
	VERANO	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2		
Sábados, domingos y festivos		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	
Todas las zonas	INVIERNO	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	
	VERANO	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	

Fuente: Orden ITC/2794/2007

Nota: El cambio de temporada de invierno a verano coincide con el cambio oficial de hora.

La *discriminación horaria en seis períodos* divide las horas del año en seis grupos de horas en función de la hora del día, el día de la semana (laborable, no laborable) y el mes del año.

- *Temporadas eléctricas*

En la discriminación horaria de seis períodos, se diferencian tres temporadas (alta, media y baja) con una duración de cuatro meses por temporada, con la excepción del sistema peninsular en el que la temporada alta consta de cuatro meses y medio y la temporada media consta de tres meses y medio. Cabe señalar que, las temporadas eléctricas están diferenciadas por zona. Las zonas son Península, Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla.

- *Tipos de día*

A su vez, cada temporada comprende distintos *tipos de día*, a efectos recoger los diferentes patrones de consumo. En concreto, para la Península son:

- Los tipos de día “A” son los días laborables de Enero, Febrero y Diciembre
- Los tipos de día “A1” son los días laborables de la segunda quincena de Junio y el mes de Julio.
- Los tipos de día “B” son los días laborables de la primera quincena de junio y el mes de Septiembre.
- Los tipos de día “B1” son los días laborables de Marzo y Noviembre.
- Los tipos de día “C” son los días laborables de los meses de Abril, Mayo y Octubre.
- Los tipos de día “D” son los sábados, domingos, días festivos de ámbito nacional y el mes de agosto.

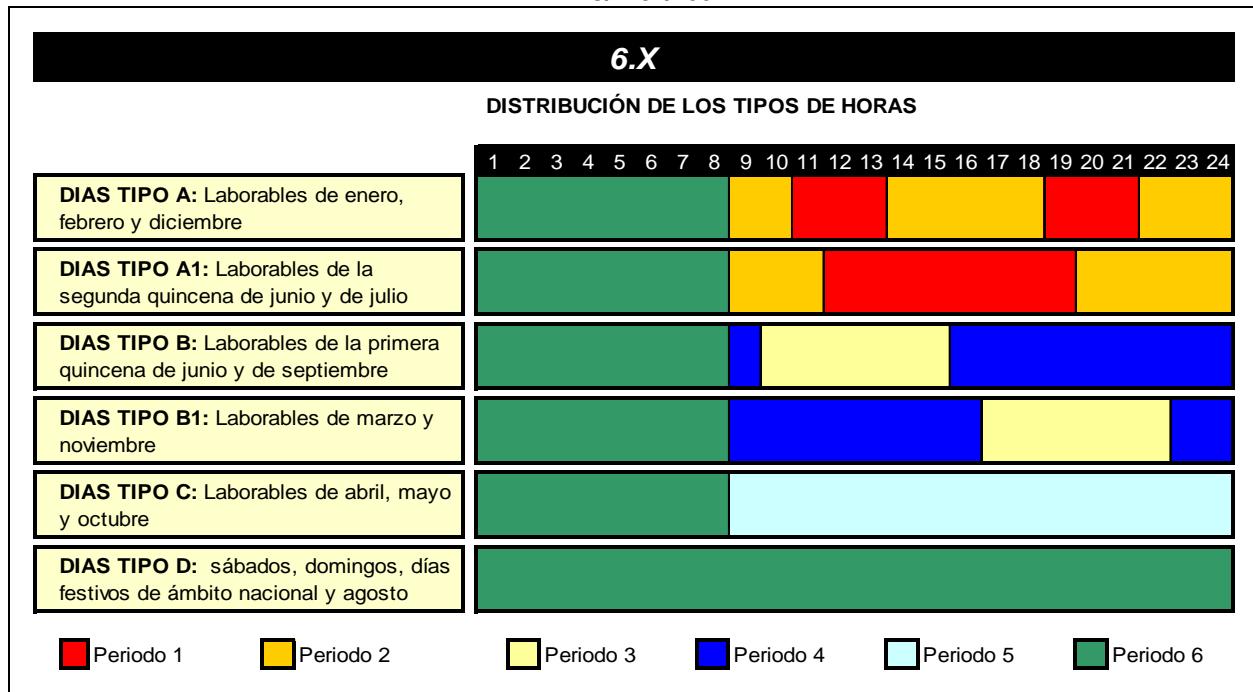
En consecuencia, la temporada alta se conforma de tipos día A, A1 y D, la temporada media de tipos de día B, B1 y D y la temporada baja de tipos de día C y D.

- *Períodos horarios*

Finalmente, cada tipo de día contempla distintos tipos de hora, a efectos recoger el diferente perfil de la demanda a lo largo del día.

A modo ilustrativo, en el Gráfico I.1. se muestra el calendario aplicable a los consumidores acogidos a las tarifas 6.X en el sistema peninsular.

**Gráfico I.1. Calendario de discriminación horaria de seis períodos peninsular establecido en la Orden ITC/2794/2007**



Fuente: Orden ITC/2794/2007

### 3 ANALISIS DE LOS CALENDARIOS VIGENTES

La diferenciación de períodos horarios consiste en la clasificación de las horas del año en función de la caracterización de los meses del año, los días dentro del mes y las horas dentro del día, todo ello para cada uno de los subsistemas.

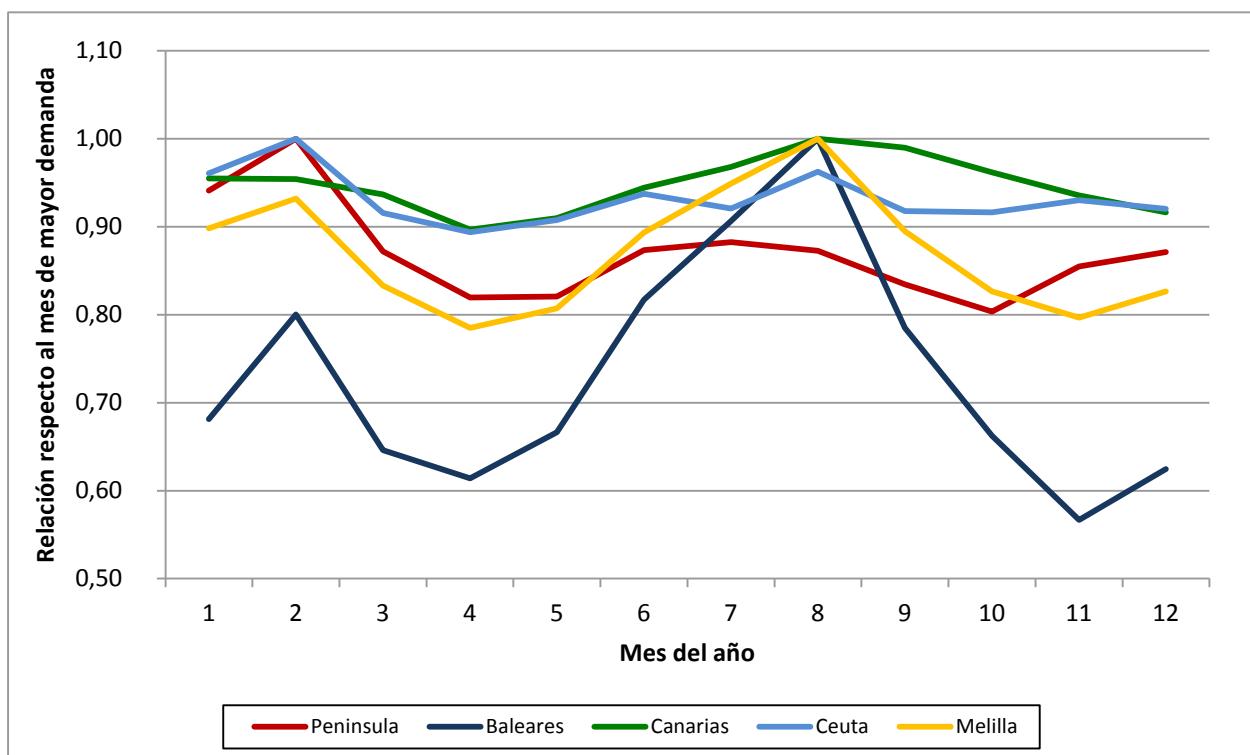
Teniendo en cuenta lo anterior, en el presente epígrafe se analiza la adecuación de los períodos horarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007 a la evolución de la demanda. En particular se realizan análisis sobre las zonas, las temporadas, los tipos de día y las horas dentro del día.

#### 3.1 Análisis de las zonas

Para valorar los calendarios vigentes, se analiza la evolución de la demanda en cada una de las zonas de aplicación, a efectos de distinguir, en su caso, la aplicación de diferentes períodos horarios en cada una de las zonas. Esta diferenciación estaría justificada por los diferentes perfiles que puede presentar la demanda debido a diferencias climatológicas, sociológicas, etc.

Como se observa en el Gráfico I.2 el perfil de la demanda normalizado<sup>12</sup> para cada subsistema, correspondiente al ejercicio 2012, presenta una diferenciación mensual por subsistema. En particular, los perfiles de los subsistemas de Baleares y Melilla presentan mayor apuntamiento que el perfil del subsistema peninsular, mientras que por el contrario, los perfiles de los subsistemas de Canarias y Ceuta presentan un perfil más plano que el perfil del subsistema peninsular.

**Gráfico I.2. Relación entre la demanda de cada mes respecto del mes de mayor demanda en cada uno de los subsistemas. Año 2012**



Fuente: CNMC

Si bien el porcentaje que representa el consumo de cada una de los subsistemas, respecto de la demanda nacional (véase Cuadro I.1) podría inducir a una simplificación de zonas, esta Comisión, así como la mayoría de los miembros del Consejo Consultivo, no lo considera adecuado, en la medida en que se considera necesario proporcionar señales a los consumidores a efectos de aplanar la curva de carga en cada uno de los subsistemas, al tratarse de sistemas aislados.

<sup>12</sup> A efectos comparativos, para cada uno de los subsistemas se ha dividido la demanda de cada uno de los meses entre la máxima demanda registrada.

**Cuadro I.1. Demanda por subsistema y porcentaje que representa respecto de la demanda nacional.**  
**Año 2012**

	2012 GWh	% sobre demanda nacional
<b>Peninsular</b>	<b>251.850</b>	<b>94,3%</b>
<b>Extrapeninsular</b>	<b>15.140</b>	<b>5,7%</b>
Baleares	5.820	2,2%
Canarias	8.891	3,3%
Ceuta	212	0,1%
Melilla	217	0,1%
<b>Demandas nacionales</b>	<b>266.991</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español. Enero 2014.

### **3.2 Análisis de los meses que componen cada temporada eléctrica.**

Los calendarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007 contemplan dos temporadas (invierno y verano) para las discriminaciones horarias de dos períodos y tres períodos (peajes de acceso 2.0 DHA, 2.1 DHA, 3.0 A y 3.1 A) y tres temporadas (alta, media y baja) para la discriminación horaria de seis períodos (aplicable a los peajes de acceso 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4).

A efectos de valorar la adecuación definición de las temporadas eléctricas establecidas en el calendario de la Orden ITC/2794/2007 a la evolución registrada por la demanda desde su introducción en 2008, se han analizado, para cada uno de los subsistemas y año de análisis (2008 al 2012), tanto el consumo medio registrado durante cada uno de los meses, como la distribución de la media de las 10 horas de mayor demanda de cada mes<sup>13</sup> (en adelante “top ten”).

#### **3.2.1 Temporadas de invierno y verano (Discriminación horaria de dos y tres períodos)**

La temporada de invierno comprende los meses de enero, febrero, marzo (hasta el cambio de hora), noviembre y diciembre (y algunos días de octubre, desde el cambio de hora). La temporada de verano incluye el resto de meses (esto es, marzo desde el cambio oficial de hora, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre, hasta el cambio oficial de hora). Esta definición de temporadas es común para todas las zonas.

En el sistema peninsular, los meses contenidos en la temporada de invierno presentan una demanda media horaria mayor que los meses de temporada de verano, exceptuando el mes de julio bajo el análisis Top ten. Por el contrario, en los sistemas insulares y

<sup>13</sup> Análisis empleado por el Operador del Sistema en su propuesta de revisión de calendarios.

extrapeninsulares los meses de mayor demanda se registran, con carácter general, en la temporada de verano, si bien en algunos subsistemas cabría plantearse incluir el mes de enero en la temporada de punta (véanse Cuadro I.2, Cuadro I.3, Cuadro I.4, Cuadro I.5 y Cuadro I.6).

**Cuadro I.2. Análisis de las temporadas invierno/verano del sistema peninsular, según el promedio de la demanda mensual (MW) y según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten)**

Sistema Peninsular	Orden ITC/2794/2007	Análisis promedios					Análisis Top ten				
		2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Enero		32.730	31.759	31.679	31.846	30.740	41.102	43.547	43.224	42.822	39.937
Febrero		32.348	30.516	32.554	31.709	32.657	40.179	39.079	42.559	41.070	42.540
Marzo		30.063	28.028	30.566	30.657	28.479	39.493	38.558	40.952	40.092	37.036
Abril		29.645	26.155	27.628	26.793	26.767	36.582	34.398	35.560	33.871	34.427
Mayo		28.105	25.913	27.492	27.477	26.800	34.971	33.681	34.960	35.787	33.367
Junio		29.071	28.074	28.401	29.022	28.522	39.354	37.617	36.740	38.695	38.120
Julio		31.100	30.230	31.330	29.559	28.816	39.299	39.271	40.440	38.025	36.913
Agosto		28.961	28.571	28.921	29.014	28.505	38.331	37.560	38.025	36.788	36.863
Septiembre		28.910	28.653	28.774	29.196	27.258	37.709	39.032	37.331	37.249	34.624
Octubre		28.057	26.959	27.474	27.216	26.239	36.878	35.355	35.888	34.783	33.955
Noviembre		30.302	28.319	30.631	28.494	27.921	41.182	37.539	42.419	37.383	37.191
Diciembre		31.154	30.070	31.472	29.155	28.454	42.300	42.453	42.197	38.533	39.100

Temporada invierno

Temporada de verano

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Cuadro I.3. Análisis de las temporadas invierno/verano del sistema Balear, según el promedio de la demanda mensual (MW) y según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten)**

Sistema Balear	Orden ITC/2794/2007	Análisis promedios					Análisis Top ten				
		2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Enero		660	692	657	638	618	955	1.065	1.001	1.014	919
Febrero		670	677	672	638	726	976	968	1.032	942	1.083
Marzo		637	625	640	610	586	994	947	1.060	930	884
Abril		606	609	573	543	557	816	892	803	729	771
Mayo		638	623	599	606	604	827	848	798	822	810
Junio		722	746	672	695	741	1.041	1.008	913	988	1.064
Julio		863	881	850	799	822	1.152	1.204	1.117	1.097	1.075
Agosto		881	883	836	860	907	1.189	1.150	1.135	1.147	1.179
Septiembre		772	728	720	767	712	1.141	1.105	992	1.079	969
Octubre		635	610	607	600	601	884	878	871	869	868
Noviembre		609	538	558	512	514	942	773	868	712	771
Diciembre		684	619	632	557	566	1.029	954	965	827	855

Temporada invierno

Temporada de verano

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Cuadro I.4. Análisis de las temporadas invierno/verano del sistema Canario, según el promedio de la demanda mensual (MW) y según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten)**

Sistema Canario	Orden ITC/2794/2007	Análisis promedios					Análisis Top ten				
		2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Enero		1.060	1.039	1.006	996	1.019	1.424	1.428	1.381	1.362	1.377
Febrero		1.053	1.025	999	994	1.018	1.413	1.404	1.362	1.371	1.396
Marzo		1.040	1.012	1.005	996	1.000	1.410	1.379	1.357	1.370	1.346
Abril		1.053	989	983	975	957	1.351	1.300	1.295	1.288	1.251
Mayo		1.033	981	966	969	971	1.328	1.280	1.271	1.268	1.293
Junio		1.040	1.025	996	1.028	1.008	1.326	1.309	1.284	1.350	1.335
Julio		1.086	1.098	1.030	1.030	1.033	1.346	1.442	1.309	1.296	1.336
Agosto		1.093	1.089	1.064	1.048	1.067	1.377	1.362	1.394	1.339	1.366
Septiembre		1.100	1.070	1.063	1.062	1.057	1.412	1.361	1.370	1.371	1.360
Octubre		1.071	1.080	1.025	1.056	1.027	1.417	1.429	1.374	1.412	1.362
Noviembre		1.055	1.062	1.025	1.028	999	1.411	1.420	1.374	1.385	1.340
Diciembre		1.063	1.027	1.008	1.022	978	1.439	1.386	1.364	1.388	1.324

■ Temporada invierno ■ Temporada de verano

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Cuadro I.5. Análisis de las temporadas invierno/verano del sistema Ceutí, según el promedio de la demanda mensual (MW) y según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten)**

Sistema Ceutí	Orden ITC/2794/2007	Análisis promedios					Análisis Top ten				
		2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Enero		25,2	26,8	25,4	22,5	24,9	34,6	39,2	37,9	34,2	35,6
Febrero		25,1	25,7	26,0	22,7	25,9	35,2	36,1	36,2	33,6	37,3
Marzo		22,9	23,7	23,5	22,1	23,7	32,3	33,8	33,4	31,9	32,6
Abril		23,1	21,9	22,8	20,8	23,2	31,2	29,8	31,9	28,6	31,2
Mayo		22,9	22,4	23,4	21,7	23,5	30,3	29,8	31,0	30,0	31,0
Junio		23,6	24,6	24,7	24,1	24,3	31,8	34,1	33,2	34,1	32,6
Julio		24,8	25,9	26,1	25,1	23,9	32,7	34,9	34,8	33,9	31,4
Agosto		24,6	25,5	27,2	24,8	24,9	33,5	33,7	35,6	33,1	32,4
Septiembre		24,4	25,4	26,3	23,2	23,8	34,5	34,5	34,4	32,2	32,3
Octubre		23,4	24,7	24,7	23,8	23,7	32,0	36,2	32,8	32,5	32,2
Noviembre		24,9	24,3	24,8	23,3	24,1	35,4	32,9	35,3	31,9	32,5
Diciembre		26,8	25,1	23,3	23,9	23,8	40,2	36,5	34,3	32,9	34,2

■ Temporada invierno ■ Temporada de verano

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Cuadro I.6. Análisis de las temporadas invierno/verano del sistema Melillense, según el promedio de la demanda mensual (MW) y según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten)**

Sistema Melillense	Orden ITC/2794/2007	Análisis promedios					Análisis Top ten				
		2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Enero		23,2	25,7	23,8	24,3	25,5	33,3	37,5	34,2	34,9	36,8
Febrero		22,6	23,7	23,6	24,5	26,5	31,9	33,1	33,2	36,1	38,1
Marzo		21,1	21,9	23,1	23,2	23,7	30,1	31,0	32,4	32,7	32,8
Abril		21,5	20,8	22,0	21,8	22,3	32,8	28,8	30,3	29,5	30,6
Mayo		21,3	21,4	22,4	22,8	23,0	32,8	28,4	29,6	29,6	29,6
Junio		23,8	23,4	24,5	25,1	25,4	33,7	31,7	33,0	35,1	35,4
Julio		27,2	26,4	26,9	26,4	27,0	34,6	35,8	36,0	35,0	35,7
Agosto		27,3	27,3	28,8	28,1	28,4	36,3	35,8	38,0	36,6	36,9
Septiembre		23,7	24,5	26,1	26,0	25,45	32,1	34,5	34,7	35,2	34,1
Octubre		22,5	23,5	23,3	23,9	23,5	31,1	32,1	31,6	32,7	32,0
Noviembre		22,8	22,4	23,4	23,5	22,7	32,7	31,6	32,2	31,9	31,1
Diciembre		24,8	23,1	24,5	24,7	23,5	36,8	34,7	33,9	34,2	33,3

■ Temporada invierno ■ Temporada de verano

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Del análisis de las temporadas de invierno y verano cabe concluir que la temporadas definidas en el calendario vigente para el sistema peninsular están recogidas adecuadamente, y que cabría revisar su definición en los sistemas insulares y extrapeninsulares. No obstante lo anterior, teniendo en cuenta que la tipología de los equipos de medidas del colectivo de consumidores acogidos a las discriminaciones horarias de dos y tres períodos obligaría a realizar sucesivas actuaciones sobre los mismos en caso de que los meses incluidos en las temporadas no fueran continuos, se considera adecuado mantener la actual diferenciación de temporadas.

### 3.2.2 Temporadas alta, media y baja (Discriminación horaria de seis períodos)

La discriminación horaria de seis períodos, establecida en la Orden ITC/2794/2007 diferencia tres temporadas (alta, media y baja) con una duración de cuatro meses por temporada, con la excepción del sistema peninsular en el que la temporada alta consta de cuatro meses y medio y la temporada media consta de tres meses y medio. Las temporadas eléctricas están diferenciadas por zona.

Teniendo en cuenta que, se toma como punto de partida la propuesta del Operador del sistema, a efectos de facilitar la comparación, en ambos casos se ha respetado la duración de las temporadas propuesta por el Operador del Sistema, esto es, para la discriminación horaria de seis períodos, 5 meses de alta, 5 meses de media y dos meses de baja

De los análisis realizados se extraen las siguientes conclusiones:

- Sistema peninsular

Con carácter general, se observa que tanto utilizando el análisis de promedios como en el análisis de top ten:

- a) El mes de agosto, excepto en 2008, no se corresponde con un mes de baja demanda media horaria del sistema.
- b) El mes en el que se registran las vacaciones de Semana Santa<sup>14</sup> es uno de los meses del año en los que la demanda media horaria es más baja.

En lo referente a los meses que conforman las temporadas, se observa que para la Península la revisión incluida en la anterior propuesta de Circular se adapta a la evolución de la demanda, si bien el mes de Julio es un mes con una demanda más próxima a la temporada alta que a la temporada media. No obstante lo anterior, se señala que el Operador del Sistema justificó la decisión de incorporar el mes de Julio en la temporada media por un criterio de continuidad de los calendarios y el efecto de neteo progresivo de la generación dispersa no gestionable (solar, fundamentalmente) (véase Cuadro I.7).

**Cuadro I.7. Análisis de las temporadas eléctricas del sistema peninsular, según el promedio de la demanda mensual (MW) y según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten)**

Sistema Peninsular	Orden ITC/2794/2007	Propuesta OS	Análisis promedios					Análisis Top ten				
			2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Enero			32.730	31.759	31.679	31.846	30.740	41.102	43.547	43.224	42.822	39.937
Febrero			32.348	30.516	32.554	31.709	32.657	40.179	39.079	42.559	41.070	42.540
Marzo			30.063	28.028	30.566	30.657	28.479	39.493	38.558	40.952	40.092	37.036
Abril			29.645	26.155	27.628	26.793	26.767	36.582	34.398	35.560	33.871	34.427
Mayo			28.105	25.913	27.492	27.477	26.800	34.971	33.681	34.960	35.787	33.367
Junio			29.071	28.074	28.401	29.022	28.522	39.354	37.617	36.740	38.695	38.120
Julio			31.100	30.230	31.330	29.559	28.816	39.299	39.271	40.440	38.025	36.913
Agosto			28.961	28.571	28.921	29.014	28.505	38.331	37.560	38.025	36.788	36.863
Septiembre			28.910	28.653	28.774	29.196	27.258	37.709	39.032	37.331	37.249	34.624
Octubre			28.057	26.959	27.474	27.216	26.239	36.878	35.355	35.888	34.783	33.955
Noviembre			30.302	28.319	30.631	28.494	27.921	41.182	37.539	42.419	37.383	37.191
Diciembre			31.154	30.070	31.472	29.155	28.454	42.300	42.453	42.197	38.533	39.100

 Temporada alta     
  Temporada media     
  Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

(1) El calendario vigente incluye dentro de la temporada alta la segunda quincena de junio.

- Sistemas insulares y extrapeninsulares

Con carácter general, tanto con el análisis de promedios como con el análisis Top ten, cabe concluir que (i) es necesario revisar la definición de las temporadas eléctricas y (ii) que la definición de las mismas debe ser diferente para cada uno de los sistemas (véanse Cuadro I.8, Cuadro I.9, Cuadro I.10 y Cuadro I.11).

En particular, en el sistema Balear se tiende a registrar mayor demanda durante los meses de verano (junio – septiembre), si bien los meses de enero o febrero también se

<sup>14</sup> Abril en todos los años analizados excepto en 2008.

caracterizan por unos consumos elevados.

**Cuadro I.8. Análisis de las temporadas eléctricas del sistema Balear, según el promedio de la demanda mensual (MW) y según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten)**

Sistema Balear	Orden ITC/2794/2007	Propuesta OS	Análisis promedios					Análisis Top ten				
			2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Enero			660	692	657	638	618	955	1.065	1.001	1.014	919
Febrero			670	677	672	638	726	976	968	1.032	942	1.083
Marzo			637	625	640	610	586	994	947	1.060	930	884
Abril			606	609	573	543	557	816	892	803	729	771
Mayo			638	623	599	606	604	827	848	798	822	810
Junio			722	746	672	695	741	1.041	1.008	913	988	1.064
Julio			863	881	850	799	822	1.152	1.204	1.117	1.097	1.075
Agosto			881	883	836	860	907	1.189	1.150	1.135	1.147	1.179
Septiembre			772	728	720	767	712	1.141	1.105	992	1.079	969
Octubre			635	610	607	600	601	884	878	871	869	868
Noviembre			609	538	558	512	514	942	773	868	712	771
Diciembre			684	619	632	557	566	1.029	954	965	827	855

Temporada alta

Temporada media

Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

En el sistema Canario, los meses con demanda promedio se concentran entre julio y noviembre, si bien cabe señalar que según el análisis del Top ten también se registran demandas pico importantes durante los meses de enero y febrero.

**Cuadro I.9. Análisis de las temporadas eléctricas del sistema Canario, según el promedio de la demanda mensual (MW) y según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten)**

Sistema Canario	Orden ITC/2794/2007	Propuesta OS	Análisis promedios					Análisis Top ten				
			2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Enero			1.060	1.039	1.006	996	1.019	1.424	1.428	1.381	1.362	1.377
Febrero			1.053	1.025	999	994	1.018	1.413	1.404	1.362	1.371	1.396
Marzo			1.040	1.012	1.005	996	1.000	1.410	1.379	1.357	1.370	1.346
Abril			1.053	989	983	975	957	1.351	1.300	1.295	1.288	1.251
Mayo			1.033	981	966	969	971	1.328	1.280	1.271	1.268	1.293
Junio			1.040	1.025	996	1.028	1.008	1.326	1.309	1.284	1.350	1.335
Julio			1.086	1.098	1.030	1.030	1.033	1.346	1.442	1.309	1.296	1.336
Agosto			1.093	1.089	1.064	1.048	1.067	1.377	1.362	1.394	1.339	1.366
Septiembre			1.100	1.070	1.063	1.062	1.057	1.412	1.361	1.370	1.371	1.360
Octubre			1.071	1.080	1.025	1.056	1.027	1.417	1.429	1.374	1.412	1.362
Noviembre			1.055	1.062	1.025	1.028	999	1.411	1.420	1.374	1.385	1.340
Diciembre			1.063	1.027	1.008	1.022	978	1.439	1.386	1.364	1.388	1.324

Temporada alta

Temporada media

Temporada baja

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

En el sistema Ceutí, los meses con mayor demanda se concentran tanto en los meses invernales (enero y febrero, principalmente, aunque también noviembre y diciembre), como entre los meses de julio y septiembre.

**Cuadro I.10. Análisis de las temporadas eléctricas del sistema Ceutí, según el promedio de la demanda mensual (MW) y según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten)**

Sistema Ceuti	Orden ITC/2794/2007	Propuesta OS	Análisis promedios					Análisis Top ten				
			2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Enero			25,2	26,8	25,4	22,5	24,9	34,6	39,2	37,9	34,2	35,6
Febrero			25,1	25,7	26,0	22,7	25,9	35,2	36,1	36,2	33,6	37,3
Marzo			22,9	23,7	23,5	22,1	23,7	32,3	33,8	33,4	31,9	32,6
Abril			23,1	21,9	22,8	20,8	23,2	31,2	29,8	31,9	28,6	31,2
Mayo			22,9	22,4	23,4	21,7	23,5	30,3	29,8	31,0	30,0	31,0
Junio			23,6	24,6	24,7	24,1	24,3	31,8	34,1	33,2	34,1	32,6
Julio			24,8	25,9	26,1	25,1	23,9	32,7	34,9	34,8	33,9	31,4
Agosto			24,6	25,5	27,2	24,8	24,9	33,5	33,7	35,6	33,1	32,4
Septiembre			24,4	25,4	26,3	23,2	23,8	34,5	34,5	34,4	32,2	32,2
Octubre			23,4	24,7	24,7	23,8	23,7	32,0	36,2	32,8	32,5	32,2
Noviembre			24,9	24,3	24,8	23,3	24,1	35,4	32,9	35,3	31,9	32,5
Diciembre			26,8	25,1	23,3	23,9	23,8	40,2	36,5	34,3	32,9	34,2

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Por último, en el sistema Melillense, los meses con mayor demanda promedio se registran, generalmente, entre junio y septiembre, si bien algún mes invernal (como por ejemplo, diciembre en 2008, 2010 y 2011 y enero-febrero en 2009 y 2012) tiene también altos consumos promedios.

**Cuadro I.11. Análisis de las temporadas eléctricas del sistema Melillense, según el promedio de la demanda mensual (MW) y según el promedio de las 10 horas de mayor demanda de cada mes (MW) (top ten)**

Sistema Melillense	Orden ITC/2794/2007	Propuesta OS	Análisis promedios					Análisis Top ten				
			2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Enero			23,2	25,7	23,8	24,3	25,5	33,3	37,5	34,2	34,9	36,8
Febrero			22,6	23,7	23,6	24,5	26,5	31,9	33,1	33,2	36,1	38,1
Marzo			21,1	21,9	23,1	23,2	23,7	30,1	31,0	32,4	32,7	32,8
Abril			21,5	20,8	22,0	21,8	22,3	32,8	28,8	30,3	29,5	30,6
Mayo			21,3	21,4	22,4	22,8	23,0	32,8	28,4	29,6	29,6	29,6
Junio			23,8	23,4	24,5	25,1	25,4	33,7	31,7	33,0	35,1	35,4
Julio			27,2	26,4	26,9	26,4	27,0	34,6	35,8	36,0	35,0	35,7
Agosto			27,3	27,3	28,8	28,1	28,4	36,3	35,8	38,0	36,6	36,9
Septiembre			23,7	24,5	26,1	26,0	25,45	32,1	34,5	34,7	35,2	34,1
Octubre			22,5	23,5	23,3	23,9	23,5	31,1	32,1	31,6	32,7	32,0
Noviembre			22,8	22,4	23,4	23,5	22,7	32,7	31,6	32,2	31,9	31,1
Diciembre			24,8	23,1	24,5	24,7	23,5	36,8	34,7	33,9	34,2	33,3

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC.

Teniendo en cuenta los análisis anteriores, se considera adecuada la propuesta del Operador del Sistema para la Península y se proponen revisar las temporadas para cada uno de los subsistemas insulares y extrapeninsulares. En particular, se proponen las siguientes temporadas:

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

- Canarias
  - Temporada alta: enero, febrero, agosto, septiembre y octubre.
  - Temporada media: marzo, junio, julio, noviembre y diciembre.
  - Temporada baja: abril y mayo.
- Baleares
  - Temporada alta: enero, junio, julio, agosto y septiembre
  - Temporada media: febrero, marzo, mayo, octubre y diciembre.
  - Temporada baja: abril y noviembre.
- Ceuta
  - Temporada alta: enero, febrero, julio, agosto y diciembre.
  - Temporada media: marzo, junio, septiembre, octubre y noviembre.
  - Temporada baja: abril y mayo.
- Melilla
  - Temporada alta: enero, junio, julio, agosto y septiembre
  - Temporada media: febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre.
  - Temporada baja: abril y mayo.

### ***3.3 Análisis de los tipos de día considerados en los calendarios.***

Los calendarios vigentes diferencian para los consumidores de alta tensión, con carácter general, entre días laborables (laborables de lunes a viernes) y días no laborables (sábados, domingos y festivos), si bien para la discriminación horaria de seis períodos establece una discriminación adicional de los días laborables en función de la temporada del año, con la excepción del mes de agosto en la península<sup>15</sup>.

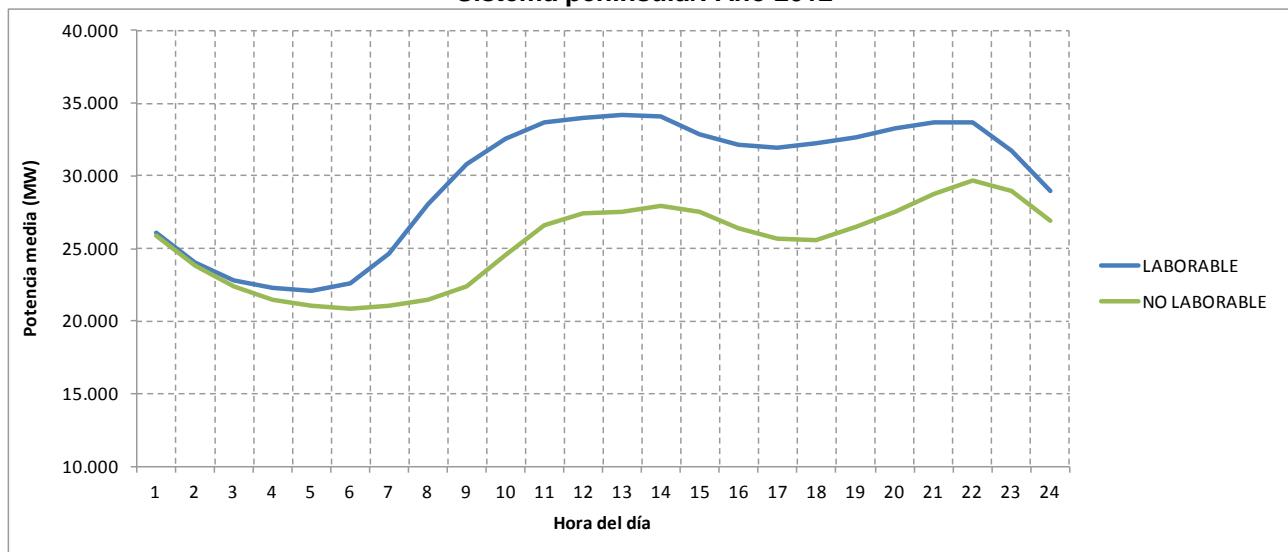
#### ***3.3.1 Discriminación horaria de tres períodos***

En los gráficos siguientes se presentan para el ejercicio 2012 el perfil de demanda de los días laborables y no laborables en cada uno de los subsistemas (peninsular, balear, canario, ceutí y melillense), a efectos de mostrar la adecuación de dicha distinción. Únicamente se muestra el resultado obtenido para el ejercicio 2012, si bien este mismo análisis se ha realizado para cada uno de los subsistemas, para los ejercicios 2008 a 2011 con el mismo resultado.

---

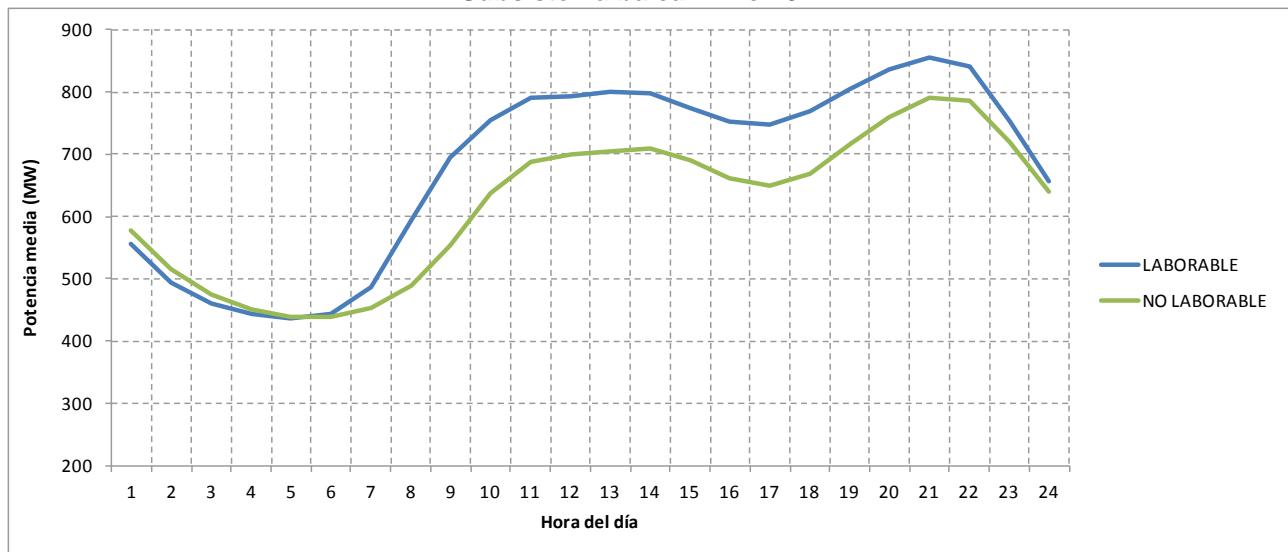
<sup>15</sup> Abril en el subsistema balear y mayo en los subsistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

**Gráfico I.3. Potencia media horaria demandada por en los días laborables y no laborables en el Sistema peninsular. Año 2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Gráfico I.4. Potencia media horaria demandada por en los días laborables y no laborables en el Subsistema balear. Año 2012**



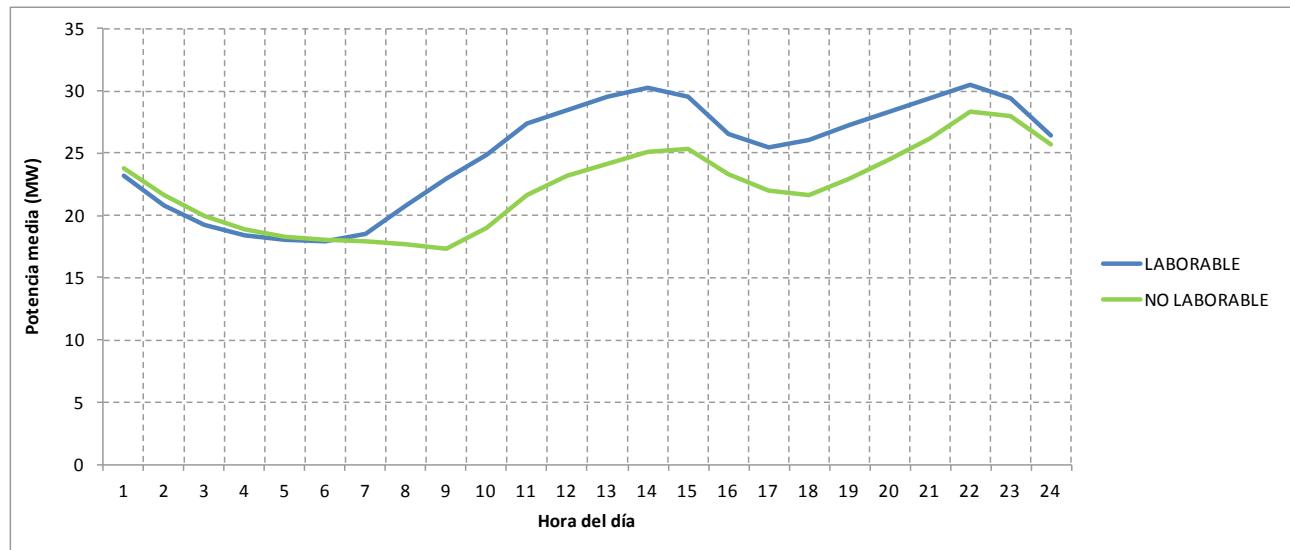
Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Gráfico I.5. Potencia media horaria demandada por en los días laborables y no laborables en el Subsistema canario. Año 2012**



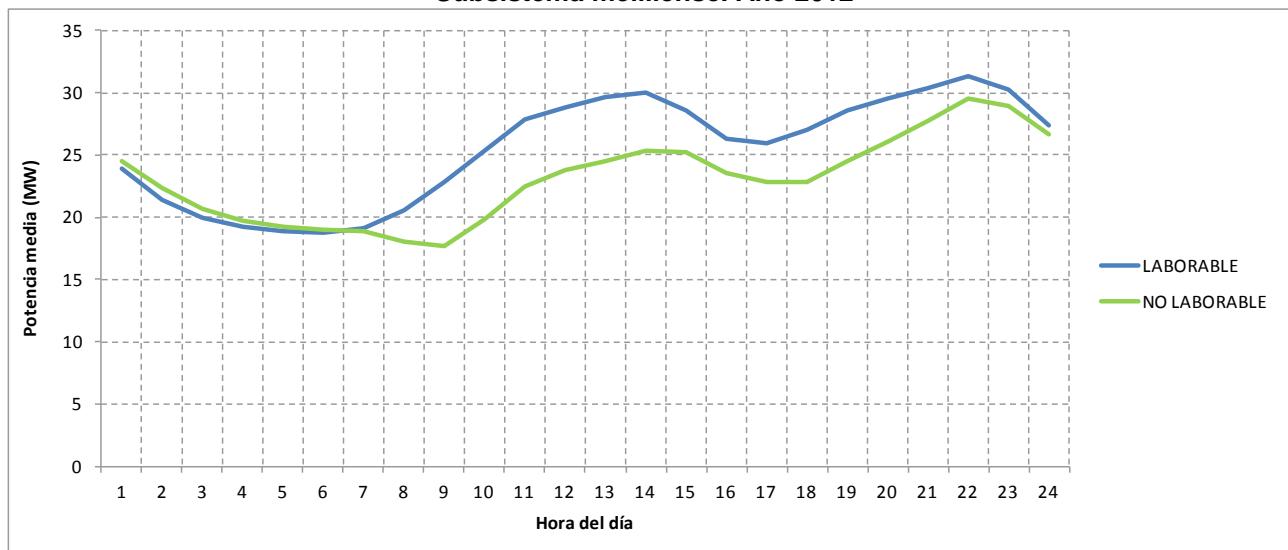
Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Gráfico I.6. Potencia media horaria demandada en los días laborables y no laborables en el Subsistema ceutí. Año 2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Gráfico I.7. Potencia media horaria demandada en los días laborables y no laborables en el Subsistema melillense. Año 2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

En la actualidad, los calendarios de discriminación horaria de tres períodos en baja tensión no presentan una discriminación por la laboralidad. No obstante, teniendo en cuenta que en todos los subsistemas, los días no laborables reflejan una demanda inferior a los días laborables, se considera adecuado distinguir entre ambos tipos de días (laborables y no laborables).

### 3.3.2 Discriminación horaria de seis períodos

A continuación, se analizan los tipos de día de la discriminación horaria de seis períodos según el calendario vigente, para cada uno de los subsistemas. Se representa gráficamente únicamente los correspondientes al ejercicio 2012, si bien se han realizado los mismos análisis para cada uno de los subsistemas peninsular, insulares y extrapeninsulares para el periodo 2008-2011.

En los gráficos inferiores se presenta el perfil, en términos de potencia media, de cada uno de los tipos de día de la discriminación horaria de seis períodos según el calendario establecido en la Orden IET/2794/2007 para cada uno de los subsistemas (peninsular, balear, canario, ceutí y melillense).

Se observa que, con carácter general, cabe plantearse una simplificación de los tipos de días en función del perfil que presentan en todos los subsistemas. En particular, en el sistema peninsular se pueden agrupar, por una parte los tipos de día A<sup>16</sup>, B1<sup>17</sup> y C<sup>18</sup>, con

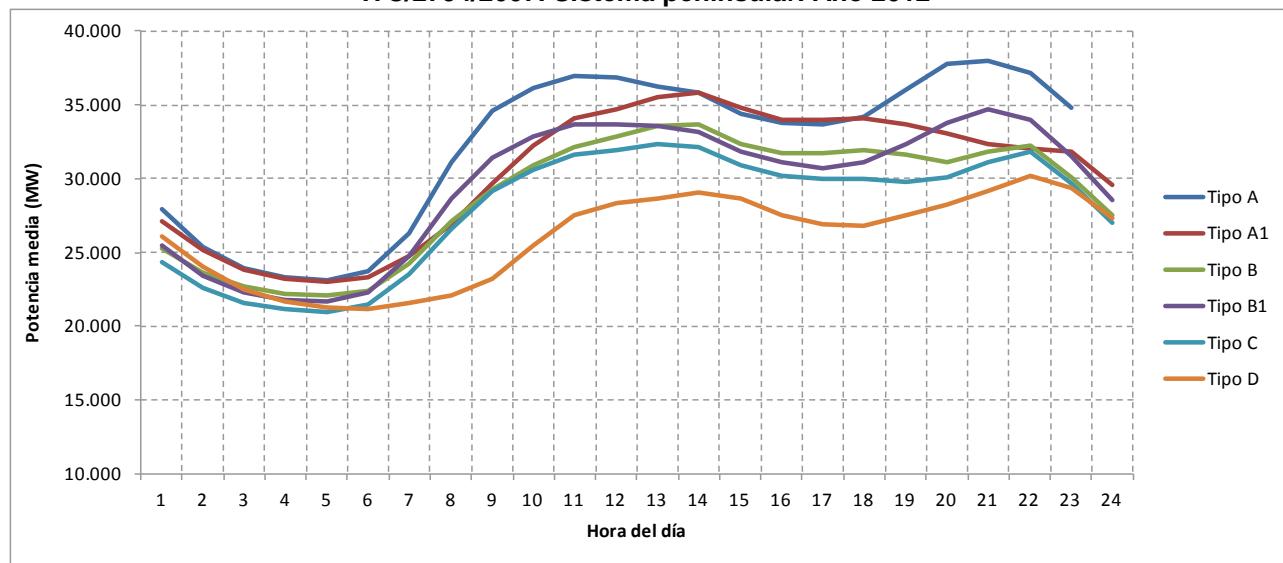
<sup>16</sup> Tipo A: Laborables de temporada alta con punta de mañana y tarde

<sup>17</sup> Tipo B1: laborables de temporada media con punta de tarde

<sup>18</sup> Tipo C: laborables de temporada baja, excepto agosto, para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla

una punta de mañana y tarde, por otra parte, los tipos de día A1<sup>19</sup> y B<sup>20</sup>, con una punta de mañana y, finalmente, el perfil del tipo de día D<sup>21</sup>, de perfil sensiblemente más plano al del resto de tipos de día (véase Gráfico I.8). En los sistemas insulares y extrapeninsulares los distintos tipos de día, con la excepción del subsistema de Melilla, presenta un perfil muy similar por lo que también procedería una simplificación de los tipos de días. Al respecto cabe señalar que, los subsistemas de Baleares, Canarias y Ceuta contemplan menor diferenciación de los tipos de día que en la península con los calendarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007.

**Gráfico I.8. Potencia media horaria demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Sistema peninsular. Año 2012**



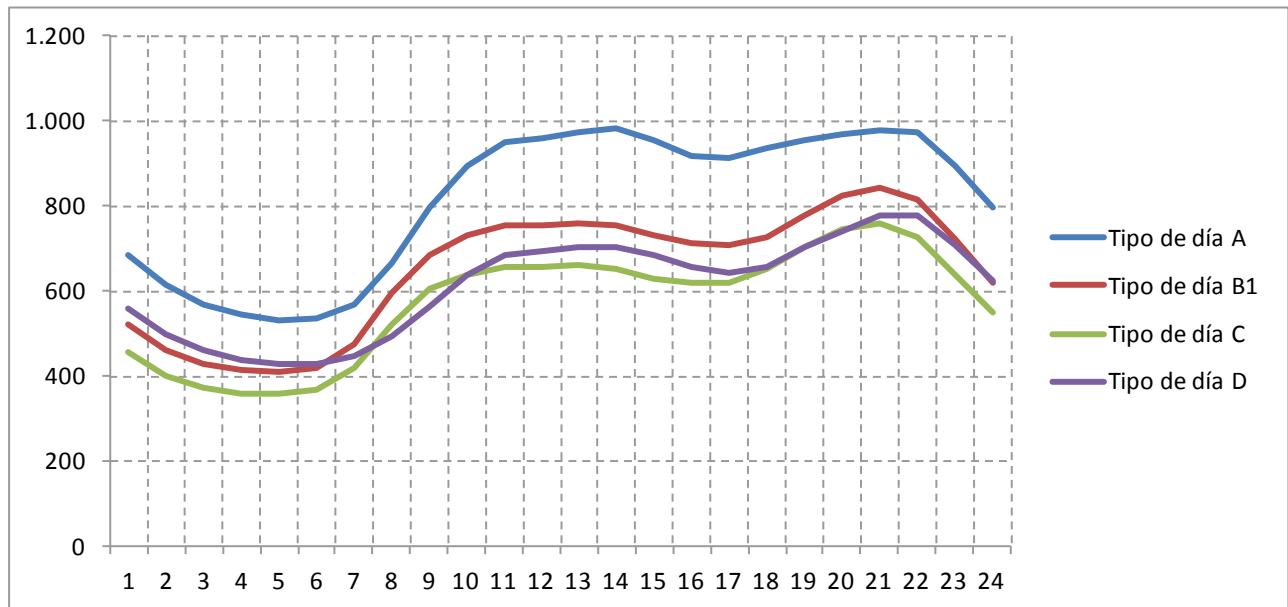
Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

<sup>19</sup> Tipo A1: laborables de temporada alta con punta de mañana

<sup>20</sup> Tipo B: laborales de temporada media con punta de mañana

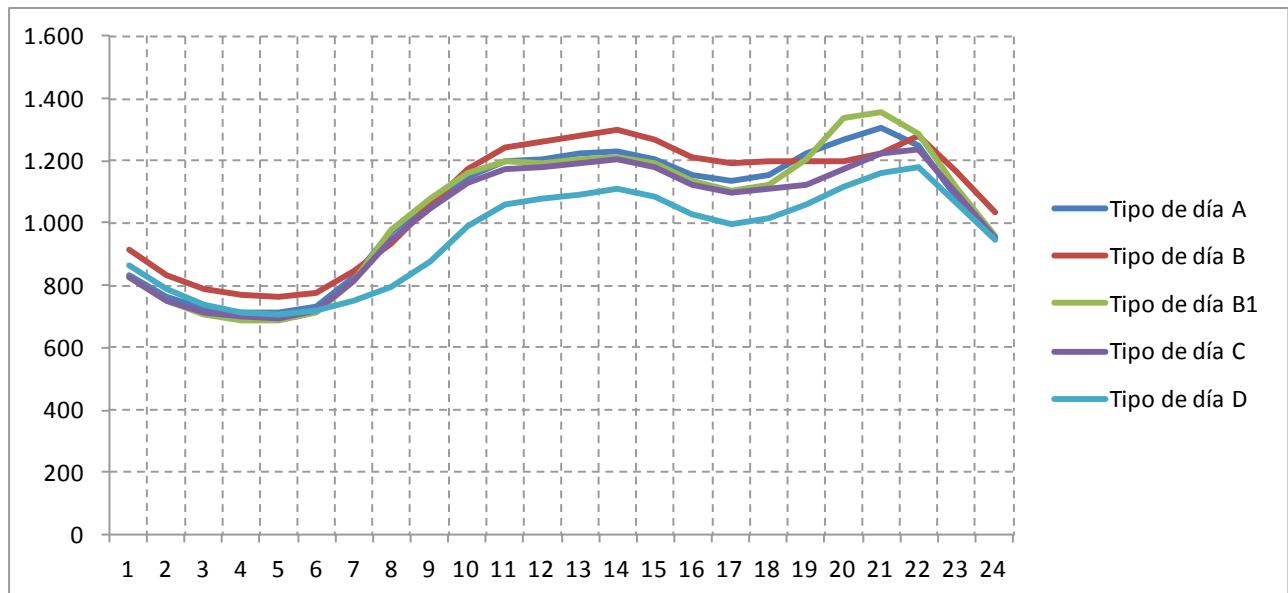
<sup>21</sup> Tipo D: sábados, domingos, festivos y agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla

**Gráfico I.9. Potencia media horaria demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Sistema balear. Año 2012**



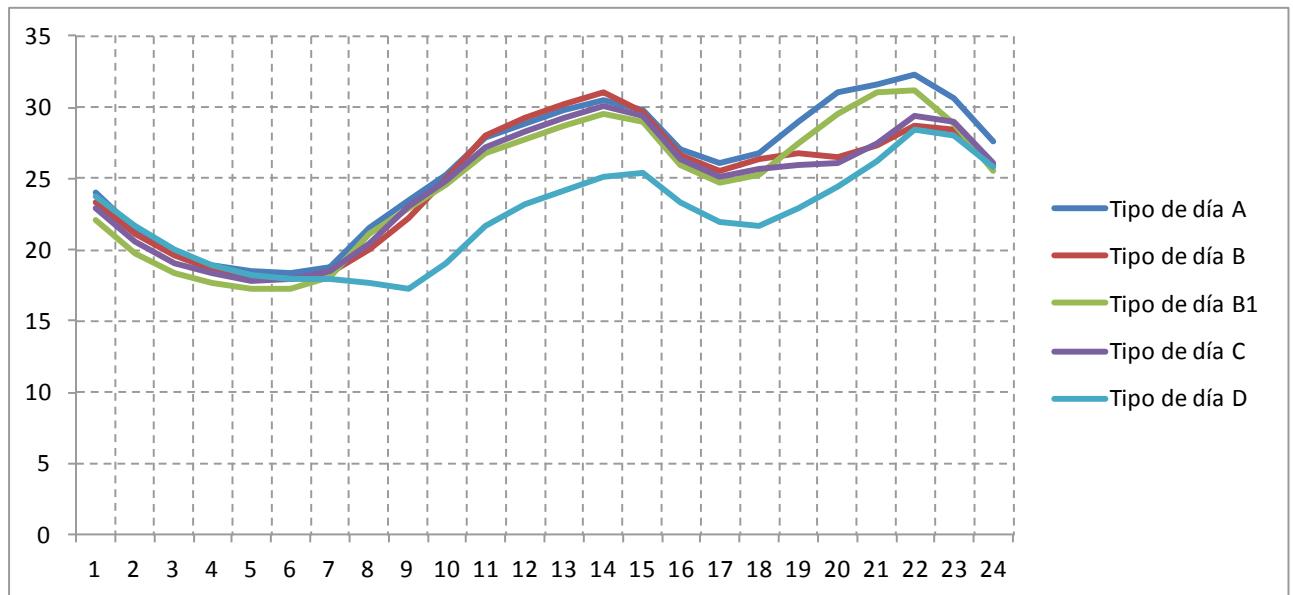
Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Gráfico I.10. Potencia media horaria demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Sistema canario. Año 2012**



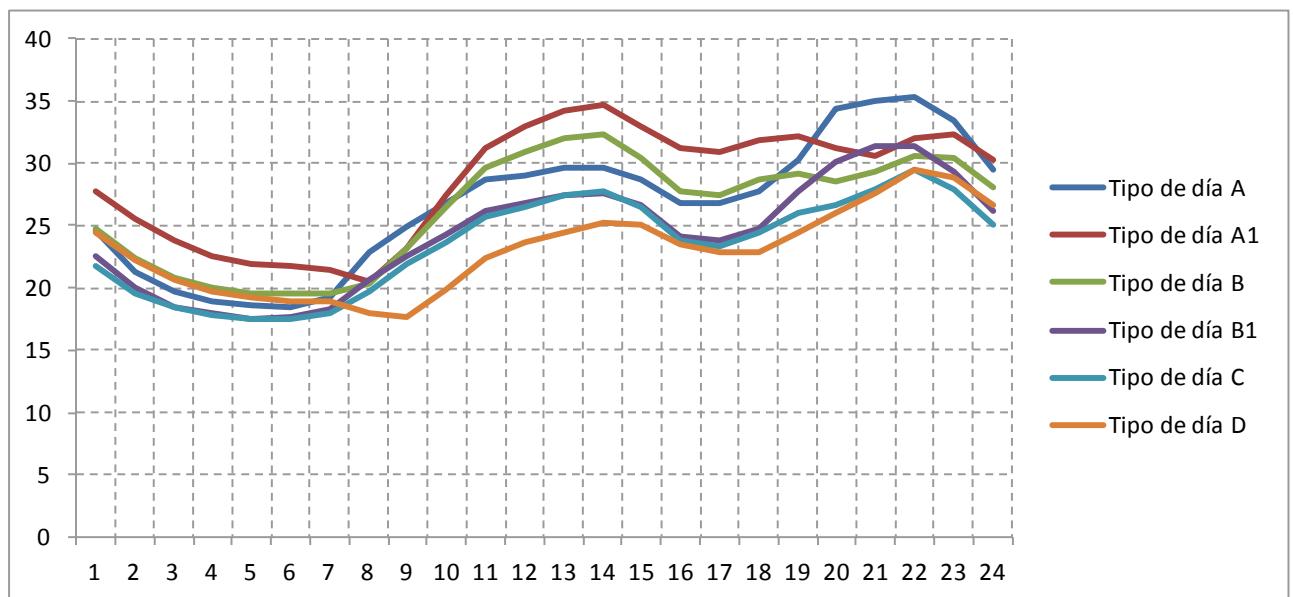
Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Gráfico I.11. Potencia media horaria demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Sistema ceutí. Año 2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Gráfico I.12. Potencia media horaria demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Sistema melillense. Año 2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

En consecuencia, se considera adecuada la simplificación de los tipos de días en línea con la propuesta del Operador del sistema para los territorios insulares y extrapeninsulares. Se indica que según dicha propuesta, se contemplan cuatro tipos de día, que resultan de la revisión de las temporadas. En concreto, se distinguen cuatro tipos de días, laborables de lunes a viernes de temporada alta (Tipo A), laborables de lunes a

viernes de temporada media (Tipo B), laborables de lunes a viernes de temporada baja (C) y sábados, domingos y festivos<sup>22</sup> de todo el año (Tipo D).

### **3.4 Análisis de los períodos horarios**

Una vez caracterizados los meses del año y los días del mes, se procede a analizar la diferenciación de las horas dentro de día, teniendo en cuenta el perfil de la demanda.

#### **3.4.1 Discriminación horaria de tres períodos**

Como se ha visto anteriormente, para la discriminación horaria de tres períodos, cabe mantener la diferenciación de temporadas invierno y verano establecida en los calendarios vigentes. Asimismo, teniendo en cuenta el diferente perfil de la demanda, parece adecuada la diferenciación entre los días laborables y no laborables. Por ello la CNMC para la discriminación horaria de tres períodos, recoge dicha diferenciación entre tipos de días.

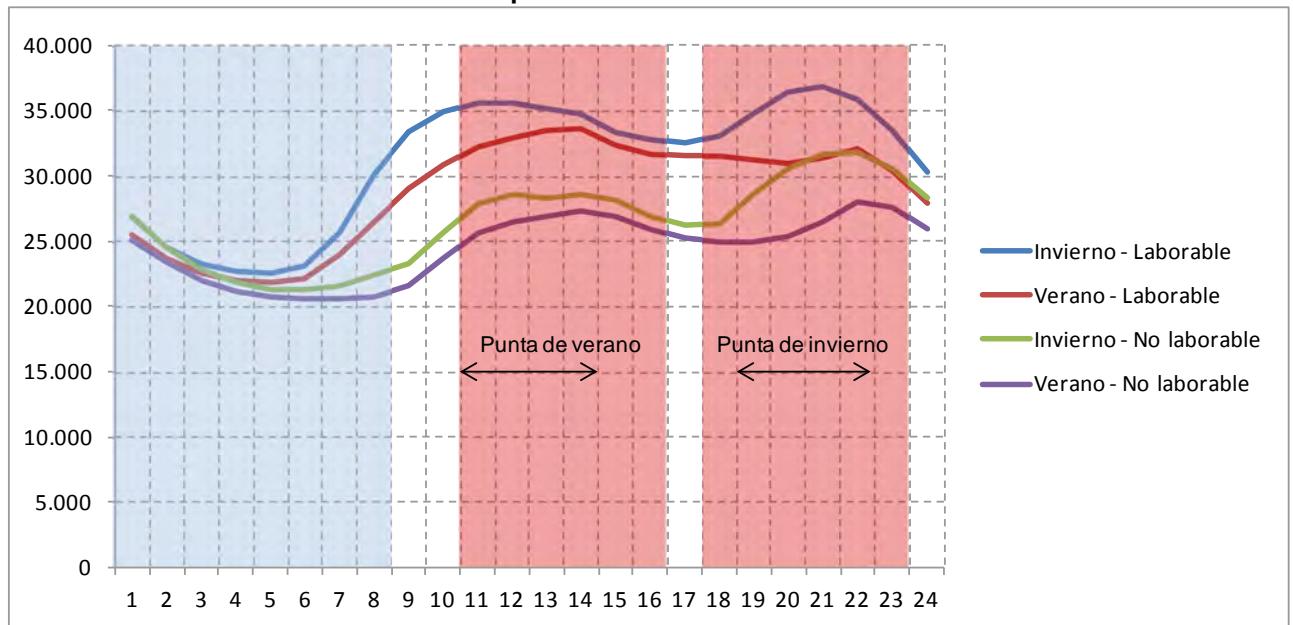
En cuanto a los períodos horarios, se indica que la actual discriminación horaria de tres períodos con diferenciación de laborables y no laborables considera una punta de mañana en verano y una punta de tarde en invierno para todos los subsistemas, con la excepción del subsistema balear para el que considera en ambas temporadas la punta por la tarde.

Esta Comisión considera que teniendo en cuenta el perfil de la demanda, cabe plantearse establecer una punta de mañana y una punta de tarde en todos los días laborables, de todos los subsistemas, en línea con la propuesta del Operador del Sistema, si bien los períodos de punta se desplazarían una hora hacia la tarde en los subsistemas de Ceuta y Melilla (véanse Gráfico I.13, Gráfico I.14, Gráfico I.15, Gráfico I.16 y Gráfico I.17)

---

<sup>22</sup> Incluyendo el 6 de enero.

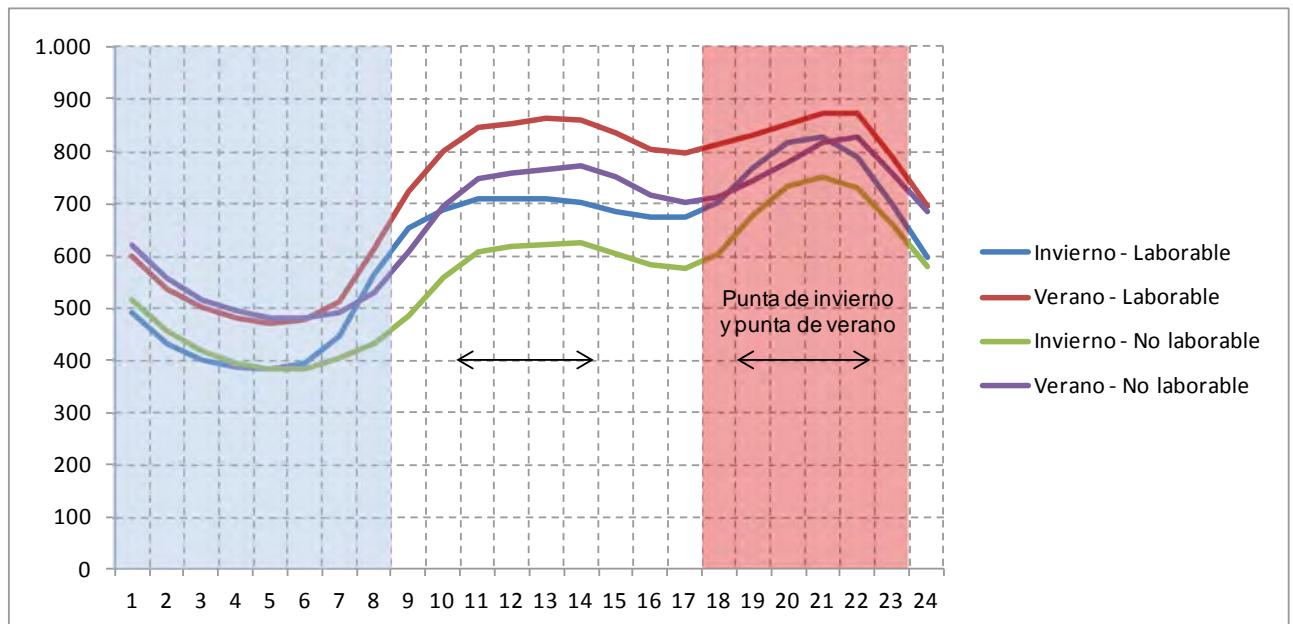
**Gráfico I.13. Perfil de demanda horaria de los laborables y no laborables de las temporadas de invierno y verano y discriminación horaria de tres períodos de la Orden ITC/2794/2007. Sistema peninsular. Año 2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores

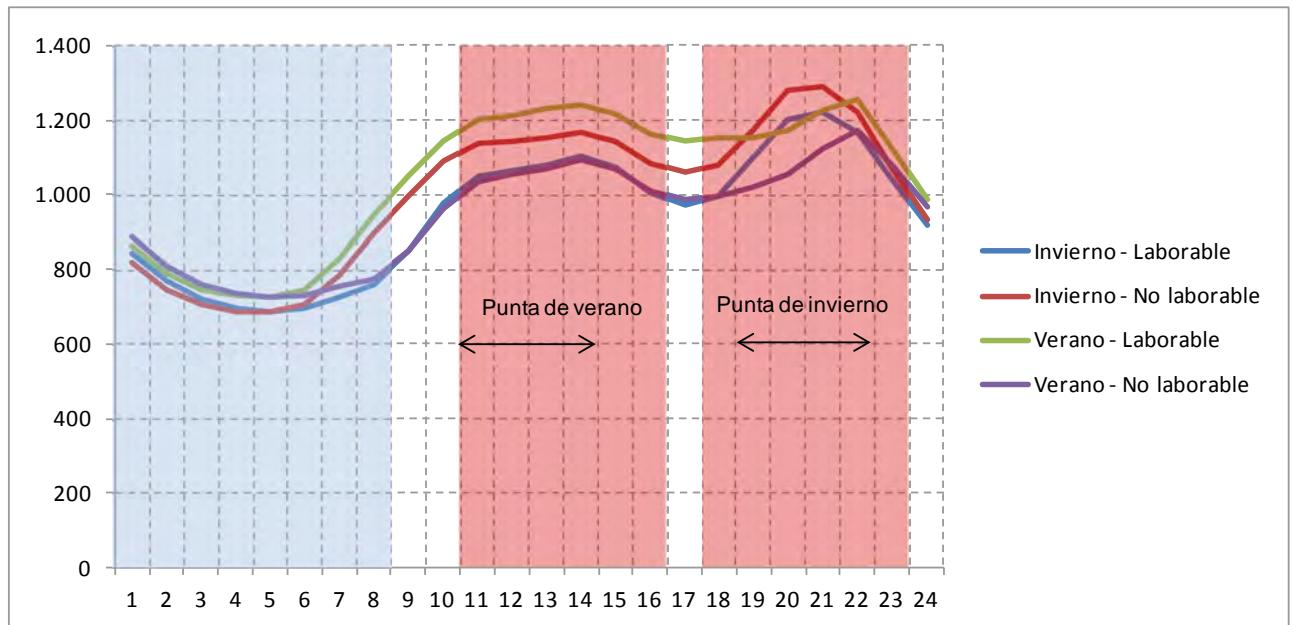
**Gráfico I.14. Perfil de demanda horaria de los laborables y no laborables de las temporadas de invierno y verano y discriminación horaria de tres períodos de la Orden ITC/2794/2007. Sistema balear. Año 2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores

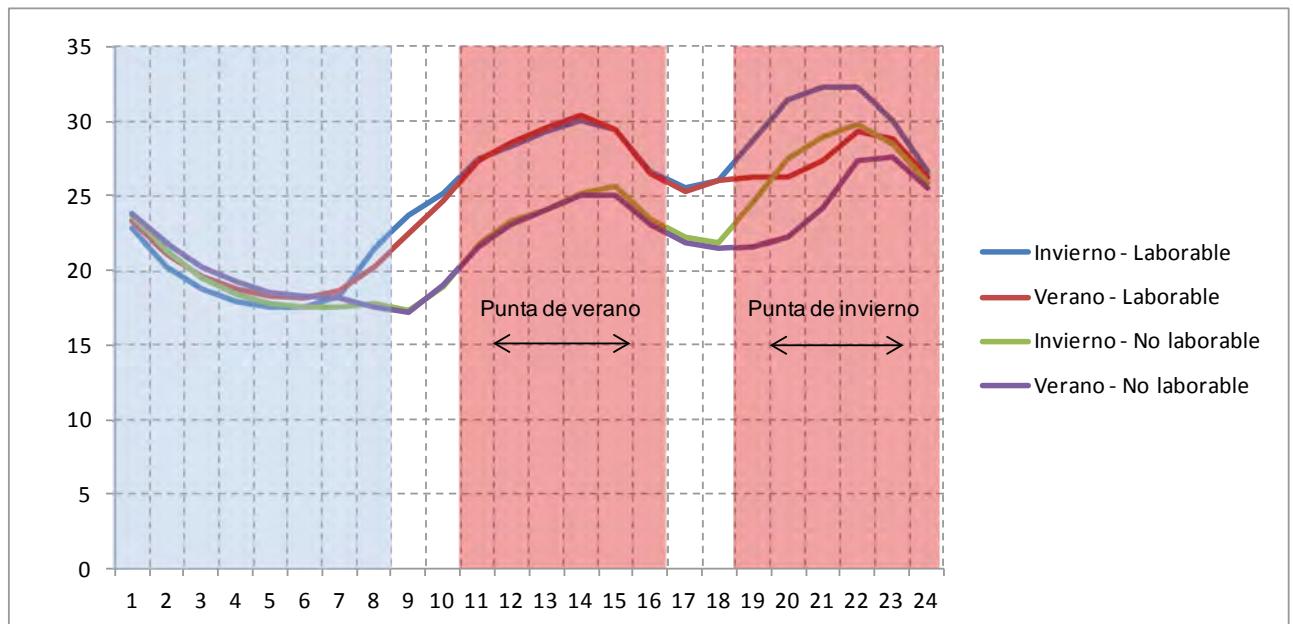
**Gráfico I.15. Perfil de demanda horaria de los laborables y no laborables de las temporadas de invierno y verano y discriminación horaria de tres períodos de la Orden ITC/2794/2007. Sistema canario. Año 2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores

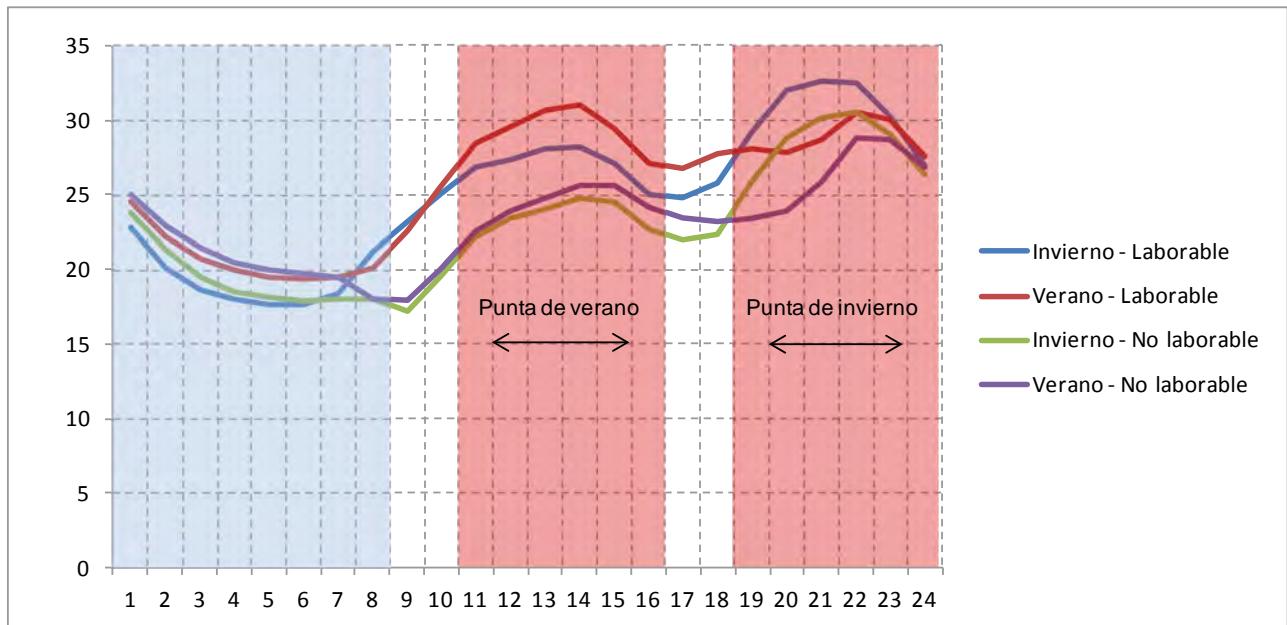
**Gráfico I.16. Perfil de demanda horaria de los laborables y no laborables de las temporadas de invierno y verano y discriminación horaria de tres períodos de la Orden ITC/2794/2007. Sistema ceutí. Año 2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores

**Gráfico I.17. Perfil de demanda horaria de los laborables y no laborables de las temporadas de invierno y verano y discriminación horaria de tres períodos de la Orden ITC/2794/2007. Sistema melillense. Año 2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores

### 3.4.2 Discriminación horaria de seis períodos

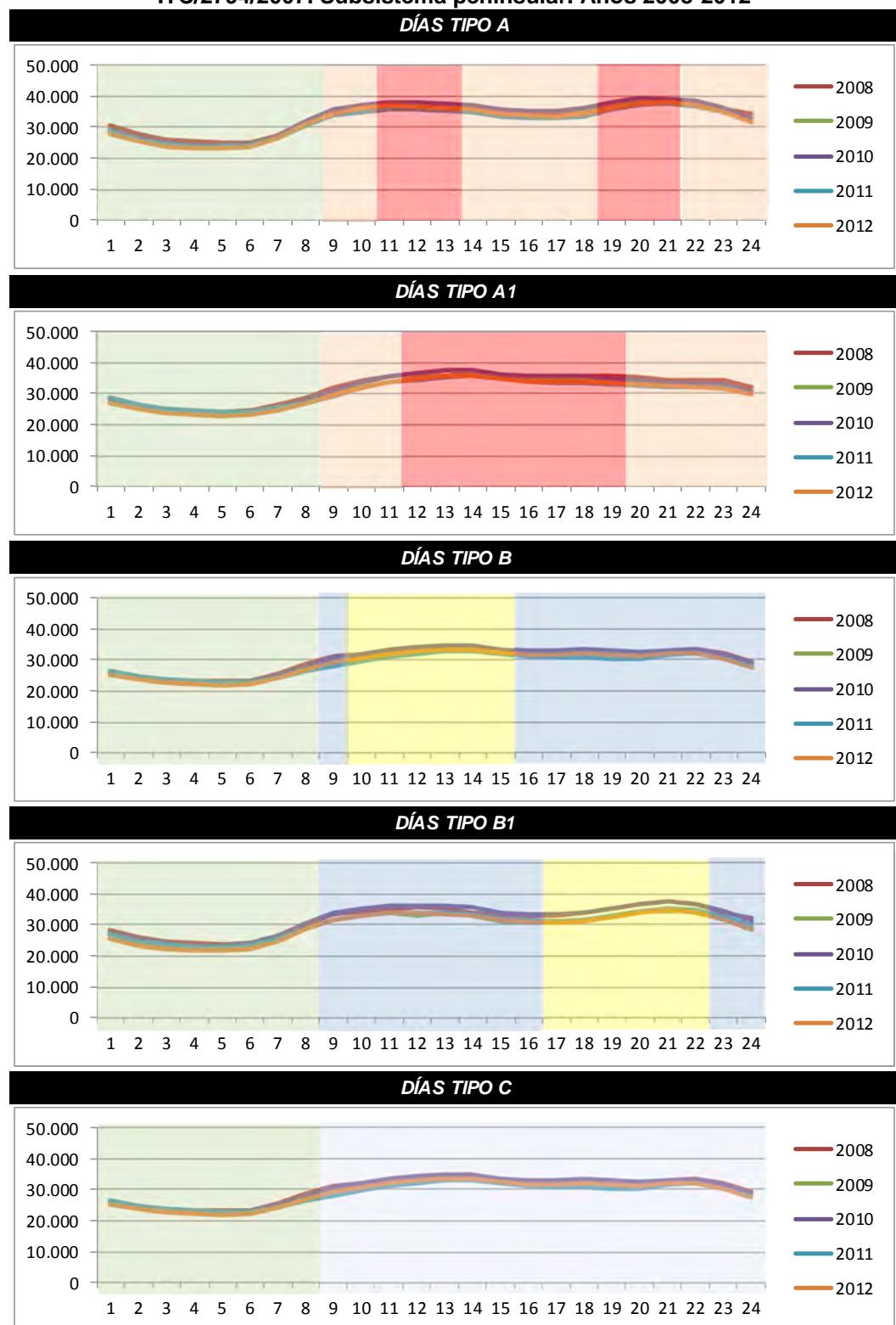
Una vez que se ha visto la evolución de la demanda media horaria diferenciando entre meses de temporada alta, media y baja, y el tipo de día, se hace necesario analizar los períodos horarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007 a efectos de comprobar su adecuación a la evolución de la demanda. Para ello, se ha analizado la demanda horaria media de cada uno de los subsistemas (Peninsular, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) por tipo de día en los años 2008-2012.

A continuación, se actualizan dichos análisis, a efectos de incluir el ejercicio 2012 y revisar los períodos horarios en los subsistemas insulares y extrapeninsulares.

- Sistema peninsular

En el Gráfico I.18 se muestra para cada tipo de día los períodos horarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007 la potencia media demandada por los consumidores en el periodo comprendido entre 2008 y 2012.

**Gráfico I.18. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema peninsular. Años 2008-2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores

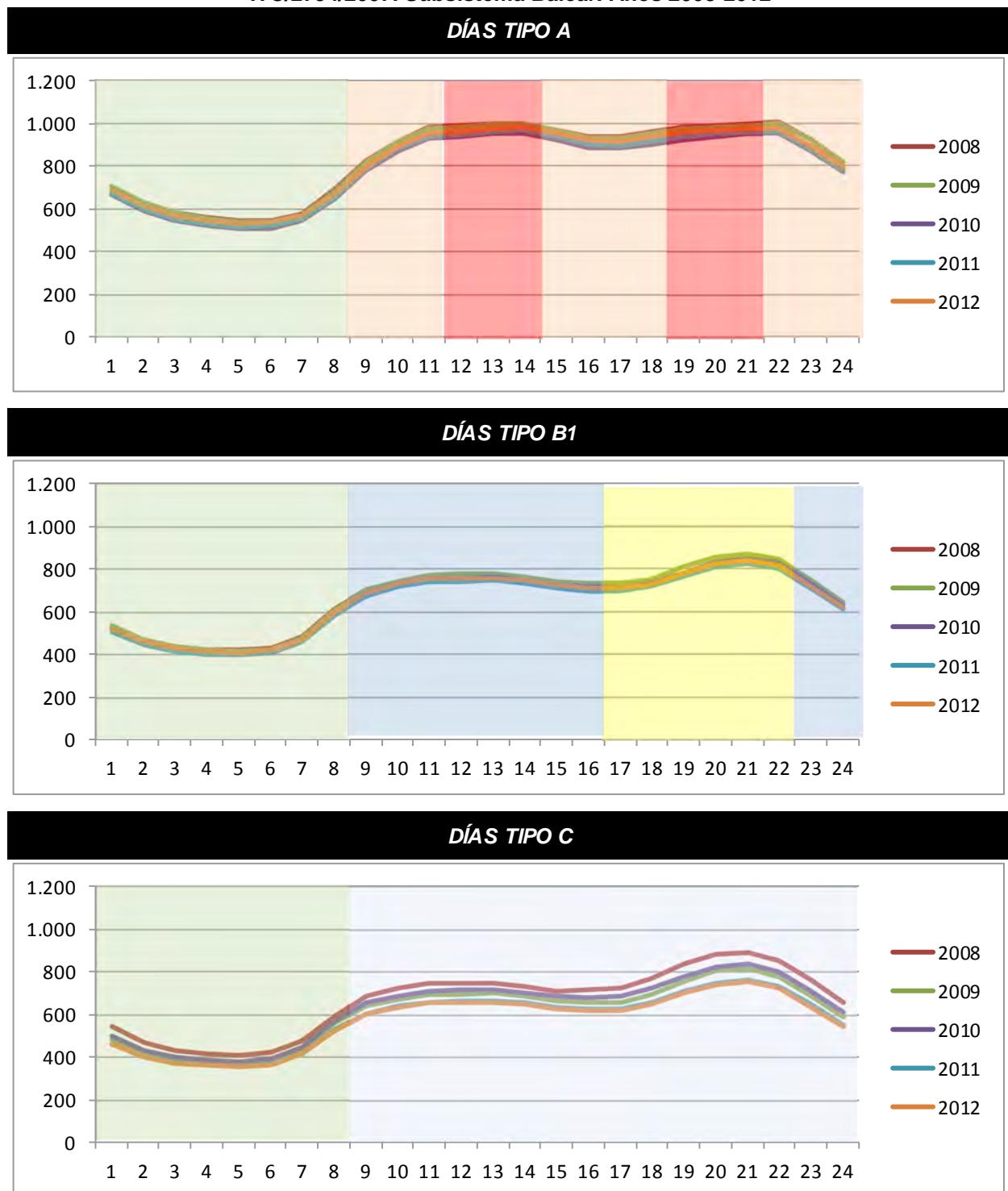
*Memoria justificativa de la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad*

Del análisis de los períodos horarios definidos en la Orden ITC/2794/2007 para el sistema peninsular cabe señalar los siguientes aspectos:

- El periodo horario 1 de los tipos de día “A” del calendario vigente, es prácticamente coherente con el patrón de consumo observado. No obstante, cabría desplazar una hora la punta de la tarde, es decir, desde las 19 h hasta las 22 horas.
- En los tipos de día “B”, las horas de mayor demanda se registran en el periodo comprendido entre las 11-15 horas y 20- 22 horas, respectivamente. Por ello, se estima conveniente revisar el periodo horario 3 del calendario, actualmente fijado de 9 a 15 horas. En particular, cabría dividir dicho periodo en dos: uno de 11-15 horas y el otro de 20-22 horas.
- Análogamente, cabría revisar el periodo 3 de los días Tipo “B1”, justificado por la mayor demanda en el periodo comprendido entre las 11-13 horas y 16- 22 horas respectivamente.
- Los tipos de días “C”, diferencian las horas del día en dos periodos. El periodo 6 que comprende las horas entre las 24 y las 8 y el periodo horario 5 que recoge el resto de las horas del día. Teniendo en cuenta el perfil de demanda de estos días cabría establecer, al menos, una discriminación adicional y fijar un periodo horario 4 de 9 a 15 horas.

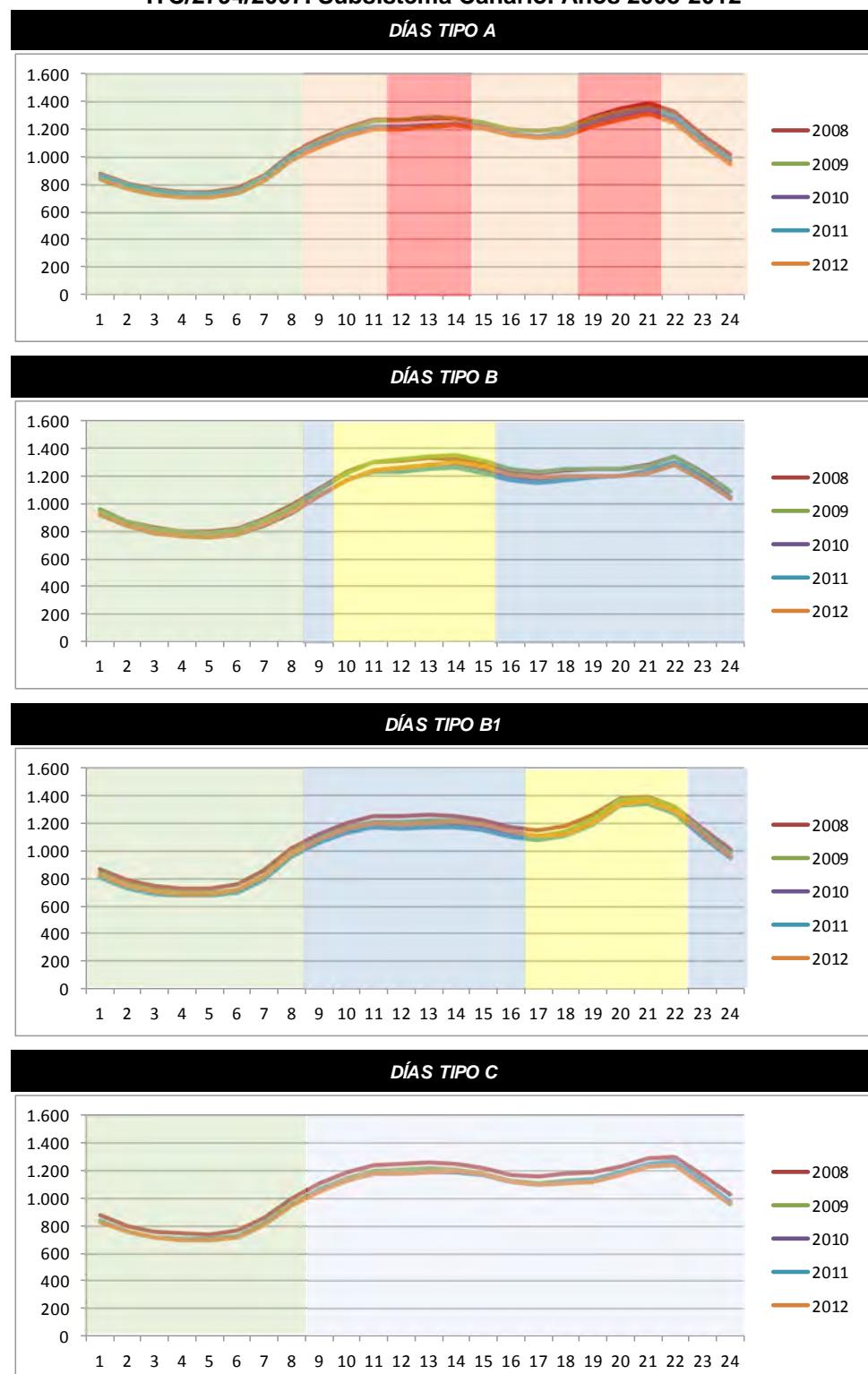
En los gráficos siguientes se presenta el mismo análisis para los subsistemas balear, canario, ceutí y melillense, observándose la necesidad de realizar ajustes a los calendarios actualmente vigentes.

**Gráfico I.19. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema Balear. Años 2008-2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC  
Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores

**Gráfico I.20. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema Canario. Años 2008-2012**

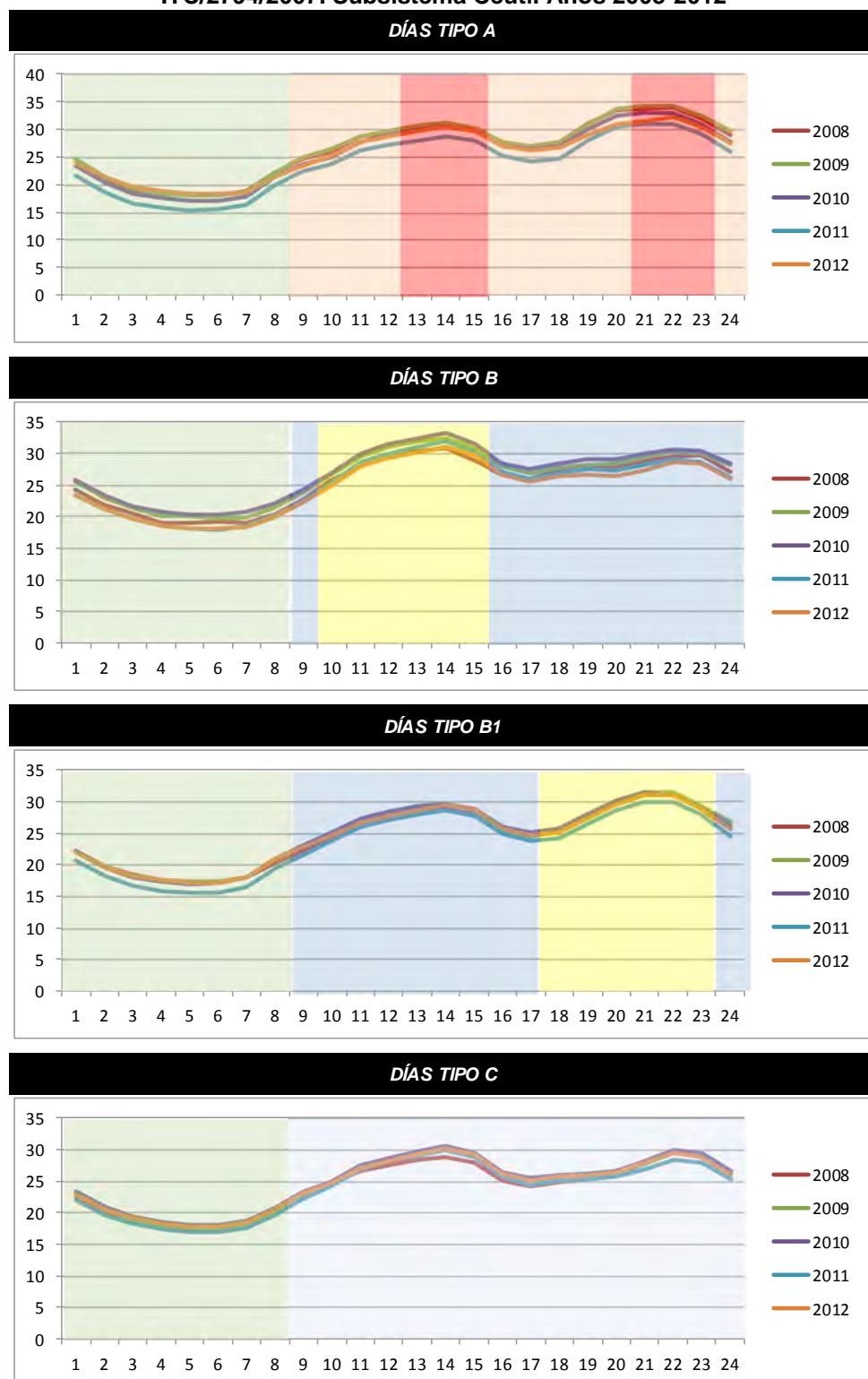


Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores

*Memoria justificativa de la 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*

**Gráfico I.21. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema Ceutí. Años 2008-2012**

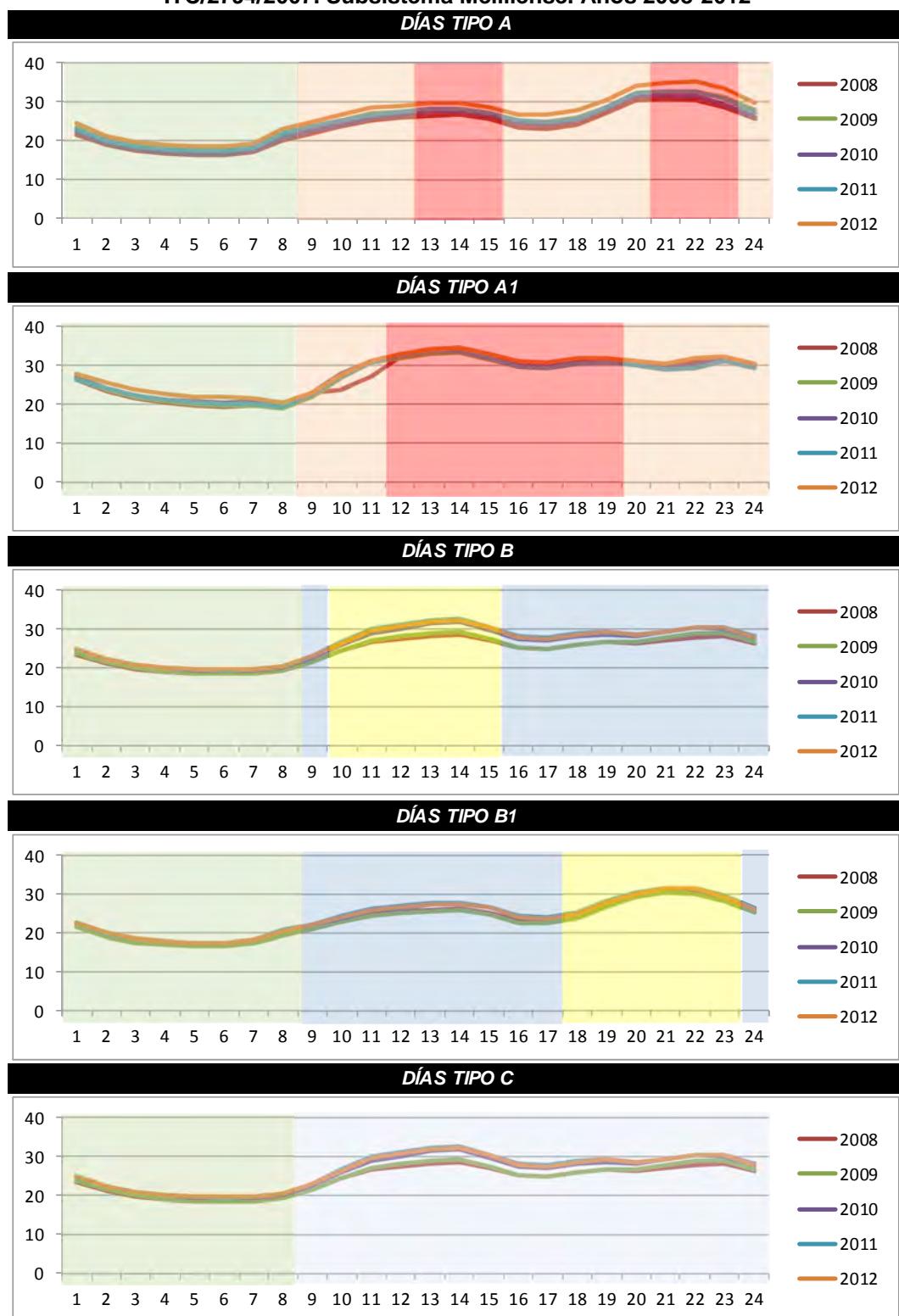


Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores

*Memoria justificativa de la 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*

**Gráfico I.22. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Subsistema Melillense. Años 2008-2012**



Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

Nota: Los periodos horarios aparecen sombreados en distintos colores

*Memoria justificativa de la 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*

A la vista de los análisis realizados, se concluye que la aplicación del calendario de la discriminación de seis períodos horarios de la legislación vigente en los peajes de acceso puede proporcionar señales incorrectas en el uso de las redes, por lo que se considera oportuno su revisión, tanto en el subsistema peninsular, como en los subsistemas insulares y extrapeninsulares.

#### 4 CALENDARIO DE LA CIRCULAR 3/2014

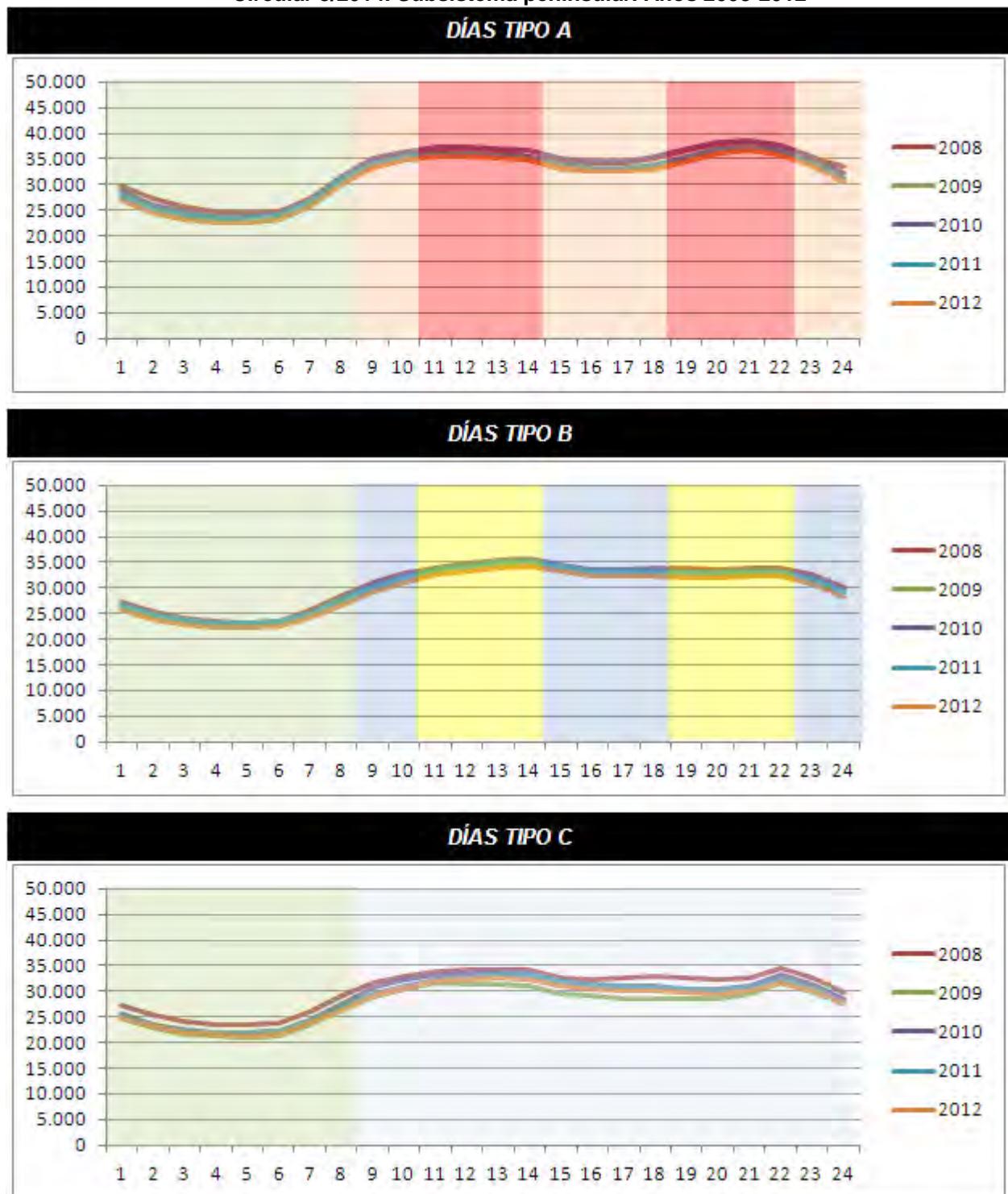
El análisis de la demanda del sistema en los cuatro últimos años, muestra que, en términos globales, tanto el calendario establecido en la Orden ITC/2794/2007 para la discriminación horaria de tres períodos, como para la discriminación horaria de seis períodos no refleja correctamente los períodos horarios de la monótona del sistema por lo que se recomienda su revisión.

Como resultado del análisis de los calendarios vigentes cabría realizar modificaciones que permitan caracterizar de forma más adecuada las horas del año según la evolución de la demanda del sistema. En particular, respecto a la discriminación de seis períodos se hace necesaria la revisión tanto de las temporadas, como una simplificación de los días tipo de los calendarios vigentes. En cuanto a la discriminación de tres períodos, se considera necesario introducir la diferenciación de los tipos de días laborables de los no laborables y la definición de una punta de mañana y una punta de tarde en todos los días laborables.

Como ya se ha indicado, la CNMC consideró la propuesta del Operador del Sistema adecuada, en la medida en que recogía una parte de las modificaciones necesarias, resultantes del análisis realizado anteriormente de los calendarios vigentes, entendiendo que el criterio de simplicidad considerado en la propuesta del Operador del Sistema puede ser más eficiente, en la medida en que la señal de precios a los consumidores se mantiene, con carácter general, a lo largo del año. No obstante, se señaló la necesidad de realizar una diferenciación por subsistema a efectos de proporcionar la señal de precio adecuada a los consumidores de los territorios insulares y extrapeninsulares.

En los gráficos siguientes se muestra gráficamente el resultado de considerar para los territorios insulares y extrapeninsulares la simplificación de los tipos de días y los períodos horarios resultantes de los análisis anteriores, para el periodo 2008-2012 correspondiente a cada uno de los subsistemas.

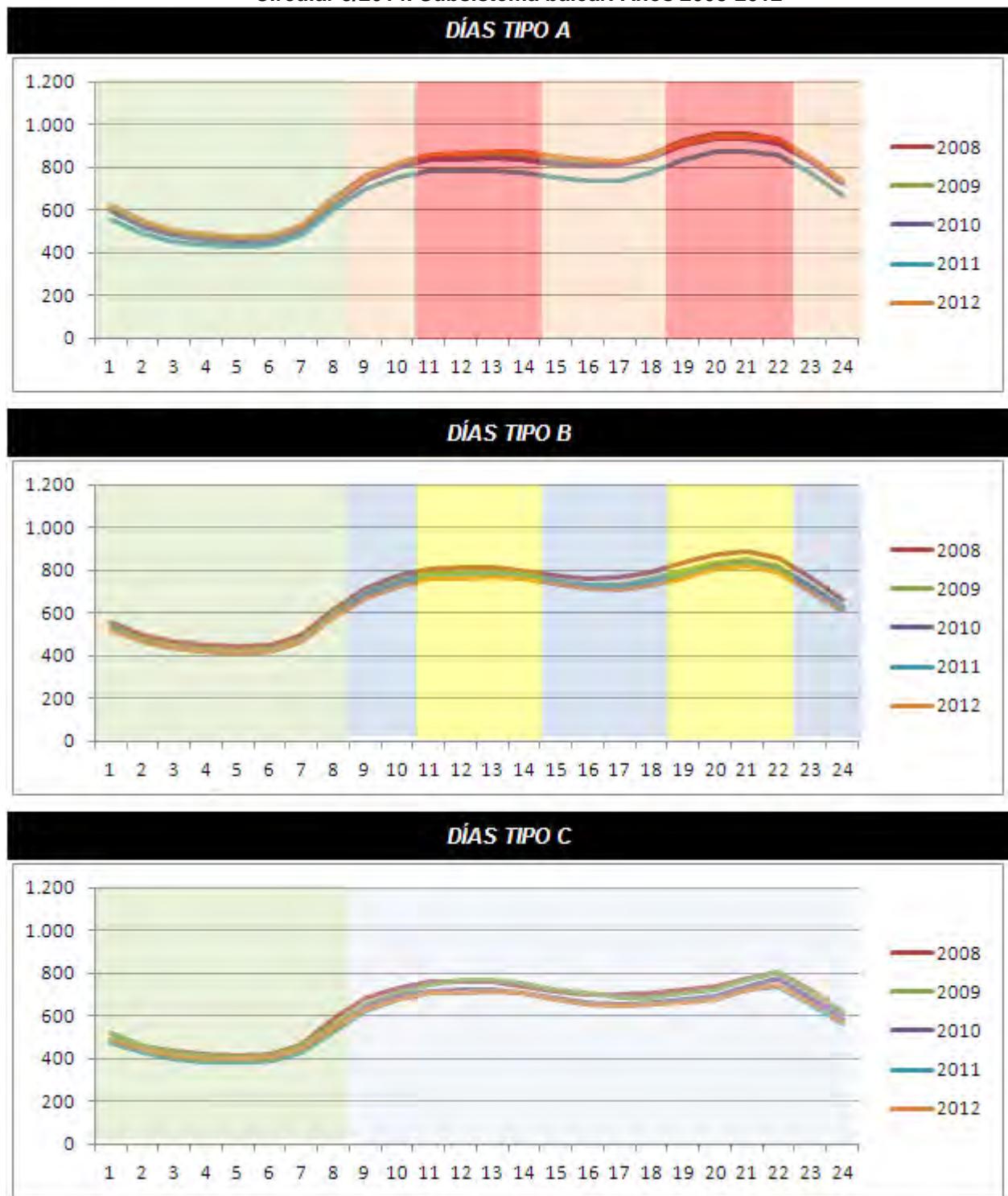
**Gráfico I.23. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema peninsular. Años 2008-2012**



Fuente: CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

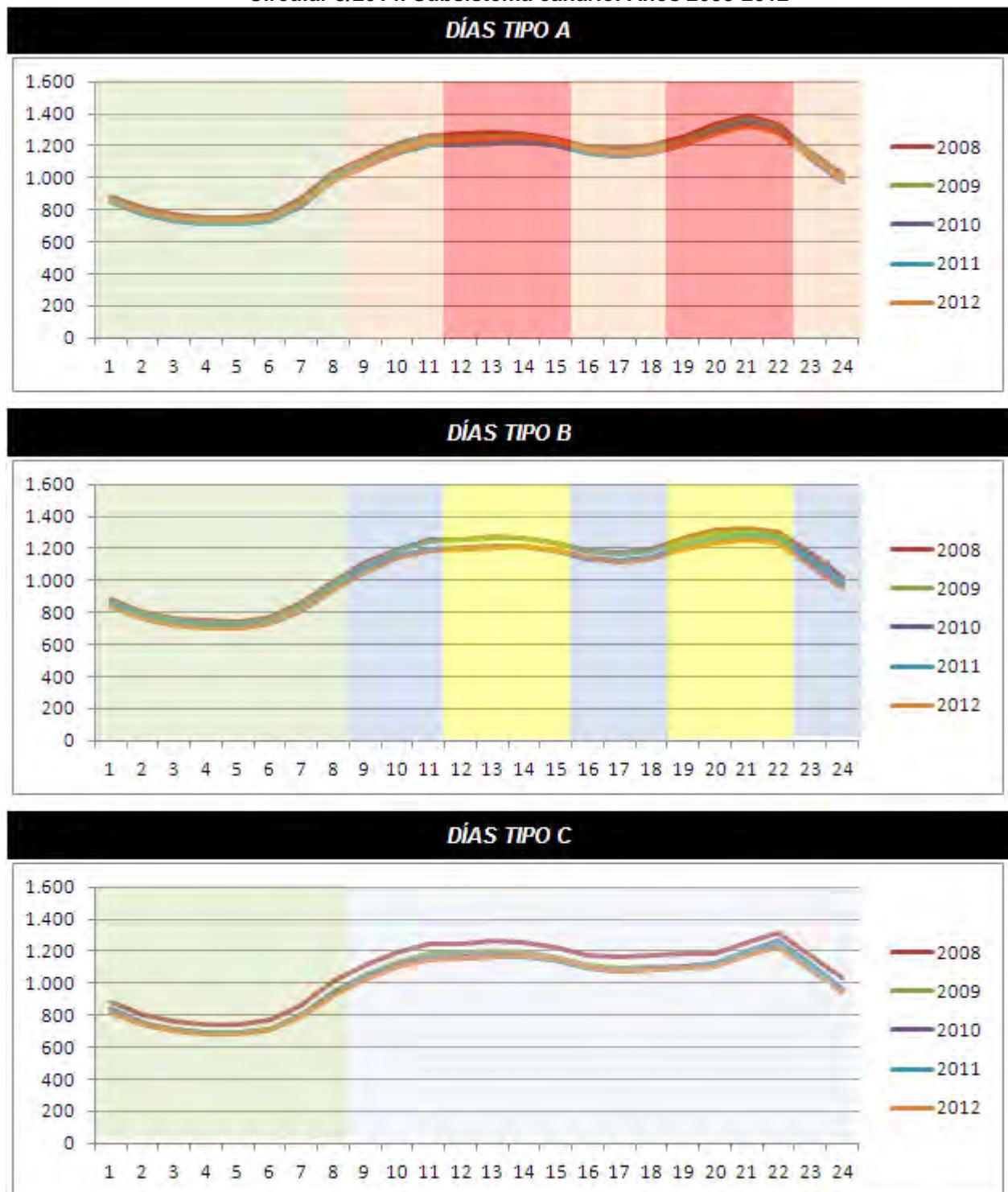
**Gráfico I.24. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema balear. Años 2008-2012**



Fuente: CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

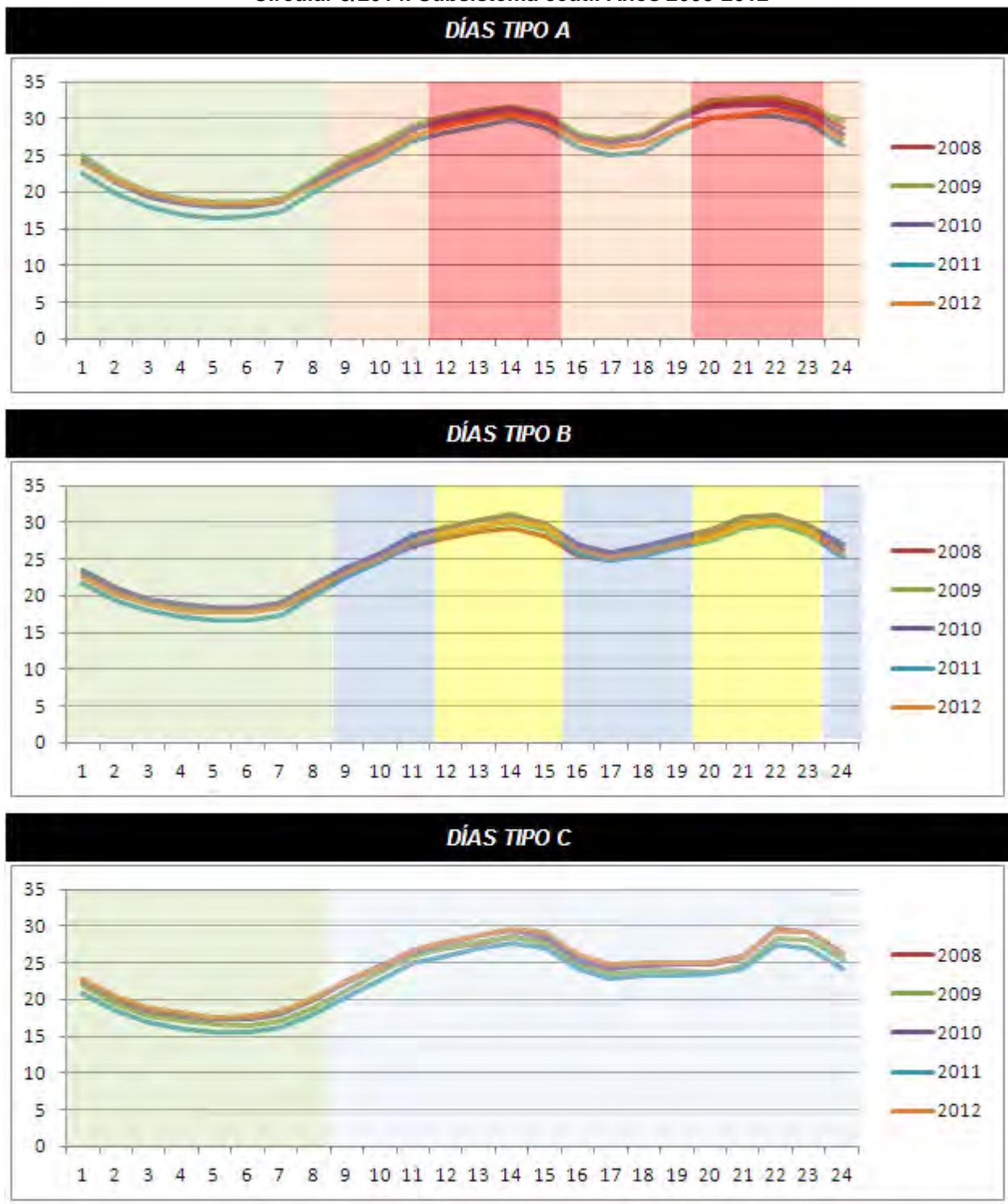
**Gráfico I.25. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema canario. Años 2008-2012**



Fuente: CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

**Gráfico I.26. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema ceutí. Años 2008-2012**

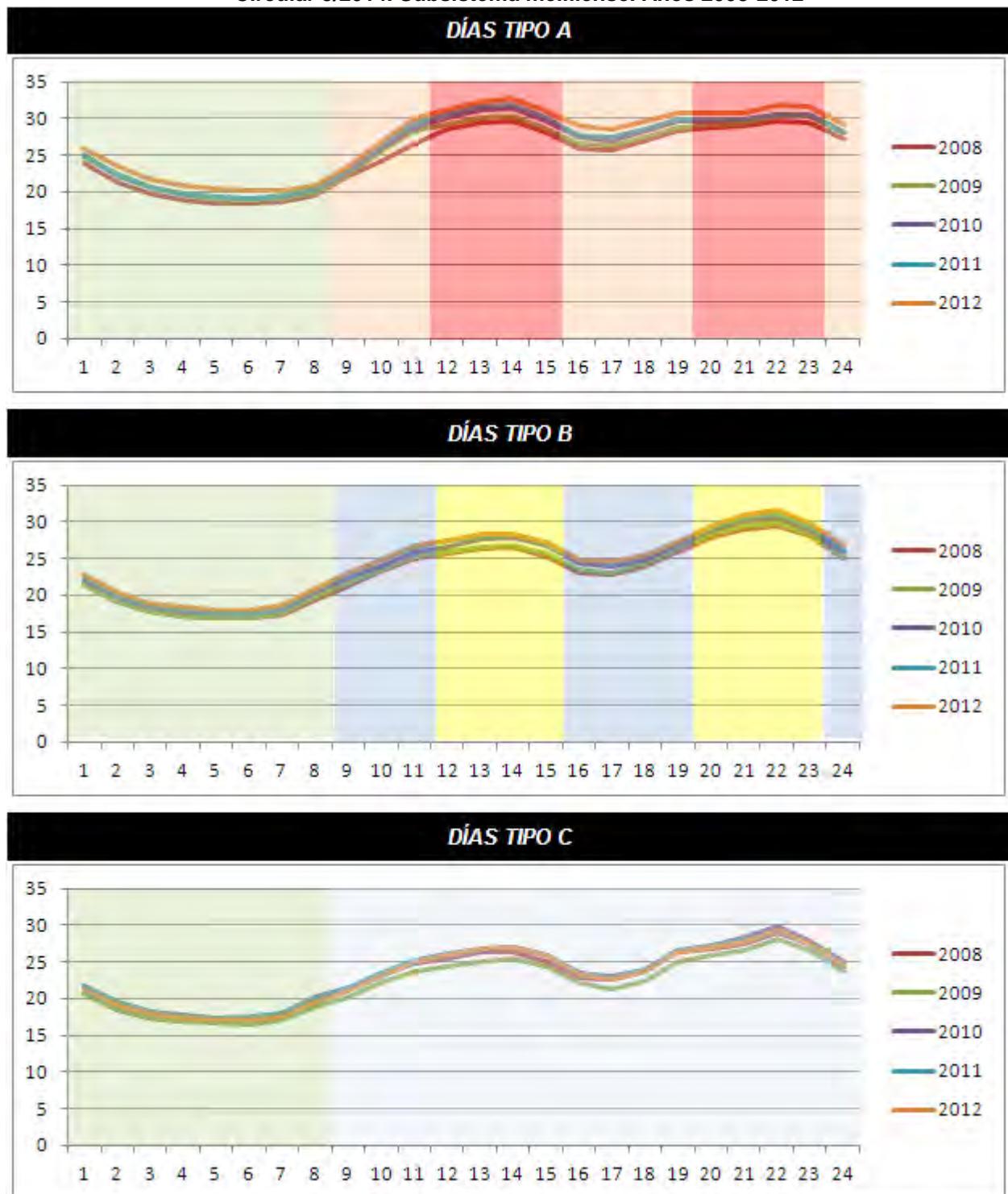


Fuente: CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

*Memoria justificativa de la 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*

**Gráfico I.27. Potencia media horaria (MW) demandada por tipo de día según el calendario de la Circular 3/2014. Subsistema melillense. Años 2008-2012**



Fuente: CNMC

Nota: Los períodos horarios aparecen sombreados en distintos colores. No se incluye el tipo D por pertenecer todas las horas al periodo 6

En consecuencia, teniendo en cuenta los análisis anteriores y tomando de referencia la propuesta del Operador del Sistema, se proponen los siguientes calendarios para las discriminaciones de tres y seis períodos.

- **Discriminación horaria de tres períodos**

- a) Definición de las temporadas eléctricas:

Se considerará el año dividido en dos temporadas: invierno y verano. Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

- b) Definición de los tipos de días: se diferencian los días entre laborables y no laborables.

A estos efectos, se consideran como días no laborables los sábados, los 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.

- c) Definición de los períodos horarios:

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 días no laborables.

- **Discriminación horaria de seis períodos**

- a) Definición de las temporadas eléctricas:

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:

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.

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

#### **4.1 Representatividad de los calendarios vigentes y los de la Circular 3/2014**

A efectos de analizar el grado de mejora de la revisión de calendarios respecto de los calendarios de la Orden ITC/2794/2007, se compara el grado de coincidencia de cada uno de los calendarios con el calendario teórico que resultaría de considerar la monótona del sistema para cada uno de los años de análisis.

Con carácter general, aunque no en todos los periodos horarios, los calendarios reflejan mejor los períodos horarios de acuerdo con la monótona del sistema que los calendarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007.

A efectos ilustrativos, en los cuadros inferiores se compara la representatividad para el año 2012 de los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y los de la Circular 3/2014 para cada una de las discriminaciones horarias que han sido objeto de revisión.

**Cuadro I.12. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria supervalle y la discriminación horaria de tres períodos por subsistema. Año 2012**

SISTEMA PENINSULAR						
Calendario DHS					Calendario Circular 3/2014 - DH3	
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario teórico	Grado de coincidencia con el calendario teórico
	Número	%	GWh	%		
1	3.660	41,7%	114.056	45,7%	65,3%	
2	2.928	33,3%	85.726	34,3%	43,5%	
3	2.196	25,0%	49.820	20,0%	76,0%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>249.602</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA BALEAR						
Calendario DHS					Calendario Circular 3/2014 - DH3	
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario teórico	Grado de coincidencia con el calendario teórico
	Número	%	GWh	%		
1	3.660	41,7%	2.815	48,4%	63,9%	
2	2.927	33,3%	1.992	34,2%	41,7%	
3	2.197	25,0%	1.013	17,4%	77,0%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.820</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA CANARIO						
Calendario DHS					Calendario Circular 3/2014 - DH3	
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario teórico	Grado de coincidencia con el calendario teórico
	Número	%	GWh	%		
1	3.660	41,7%	4.220	47,5%	69,8%	
2	2.927	33,3%	3.028	34,1%	53,9%	
3	2.197	25,0%	1.635	18,4%	88,8%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>8.883</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA CEUTÍ						
Calendario DHS					Calendario Circular 3/2014 - DH3	
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario teórico	Grado de coincidencia con el calendario teórico
	Número	%	GWh	%		
1	3.660	41,7%	99	46,9%	68,7%	
2	2.928	33,3%	71	33,5%	46,2%	
3	2.196	25,0%	42	19,6%	78,7%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>212</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA MELLILENSE						
Calendario DHS					Calendario Circular 3/2014 - DH3	
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario teórico	Grado de coincidencia con el calendario teórico
	Número	%	GWh	%		
1	3.660	41,7%	99	46,9%	68,7%	
2	2.928	33,3%	71	33,5%	46,2%	
3	2.196	25,0%	42	19,6%	78,7%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>212</b>	<b>100,0%</b>		

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

**Cuadro I.13. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria de tres períodos del peaje 3.0 A y la discriminación horaria de tres períodos desagregado por subsistema.**

**Año 2012**

SISTEMA PENINSULAR						
Calendario 3.0A					Calendario Circular 3/2014 - DH3	
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	1.464	16,7%	47.612	19,1%	40,9%	
2	4.392	50,0%	133.133	53,3%	68,0%	
3	2.928	33,3%	68.858	27,6%	78,1%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>249.602</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA BALEAR						
Calendario 3.0A					Calendario Circular 3/2014 - DH3	
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	1.464	16,7%	1.190	20,4%	35,2%	
2	4.391	50,0%	3.205	55,1%	65,2%	
3	2.929	33,3%	1.425	24,5%	79,2%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.820</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA CANARIO						
Calendario 3.0A					Calendario Circular 3/2014 - DH3	
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	1.464	16,7%	1.768	19,9%	54,7%	
2	4.391	50,0%	4.840	54,5%	78,9%	
3	2.929	33,3%	2.276	25,6%	91,0%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>8.883</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA CEUTÍ						
Calendario 3.0A					Calendario Circular 3/2014 - DH3	
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	1.464	16,7%	43	20,1%	59,2%	
2	4.392	50,0%	113	53,3%	77,3%	
3	2.928	33,3%	57	26,7%	85,5%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>212</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA MELLILENSE						
Calendario 3.0A					Calendario Circular 3/2014 - DH3	
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	1.518	17,3%	45	20,9%	52,0%	
2	3.208	36,5%	87	40,1%	61,2%	
3	4.058	46,2%	85	39,0%	84,9%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>217</b>	<b>100,0%</b>		

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

*Memoria justificativa de la 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*

**Cuadro I.14. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria de tres períodos del peaje 3.1 A y la discriminación horaria de tres períodos de la Circular por subsistema.**

**Año 2012**

SISTEMA PENINSULAR						
Calendario 3.1A				Calendario Circular 3/2014 - DH3		
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	1.518	17,3%	51.206	20,5%	49,0%	
2	3.208	36,5%	100.022	40,1%	61,0%	
3	4.058	46,2%	98.375	39,4%	87,0%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>249.602</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA BALEAR						
Calendario 3.1A				Calendario Circular 3/2014 - DH3		
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	1.518	17,3%	1.231	21,1%	36,8%	
2	3.208	36,5%	2.413	41,5%	52,5%	
3	4.058	46,2%	2.176	37,4%	78,8%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.820</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA CANARIO						
Calendario 3.1A				Calendario Circular 3/2014 - DH3		
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	1.518	17,3%	1.847	20,8%	57,1%	
2	3.207	36,5%	3.614	40,7%	64,4%	
3	4.059	46,2%	3.423	38,5%	87,5%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>8.883</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA CEUTÍ						
Calendario 3.1A				Calendario Circular 3/2014 - DH3		
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	1.518	17,3%	45	21,0%	59,5%	
2	3.208	36,5%	85	40,1%	66,8%	
3	4.058	46,2%	82	38,9%	88,2%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>212</b>	<b>100,0%</b>		

SISTEMA MELLILENSE						
Calendario 3.1A				Calendario Circular 3/2014 - DH3		
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	1.518	17,3%	45	20,9%	52,0%	
2	3.208	36,5%	87	40,1%	61,2%	
3	4.058	46,2%	85	39,0%	84,9%	
<b>TOTAL</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>217</b>	<b>100,0%</b>		

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNE

*Memoria justificativa de la 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*

**Cuadro I.15. Grado de coincidencia con la monótona del sistema de la discriminación horaria de seis períodos del peaje 6.X, desagregado por subsistema. Año 2012**

Sistema Peninsular						
Calendario DH6						
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	622	7,1%	22.385	9,0%	49,4%	
2	866	9,9%	29.272	11,7%	26,8%	
3	444	5,1%	14.510	5,8%	14,4%	
4	740	8,4%	23.398	9,4%	21,8%	
5	1.024	11,7%	31.235	12,5%	39,5%	
6	5.088	57,9%	128.803	51,6%	87,5%	
<b>Total</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>249.602</b>	<b>100,0%</b>		

Sistema Circular 3/2014 - DH6						
Calendario DH6						
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	832	9,5%	29.551	11,8%	54,8%	
2	832	9,5%	27.366	11,0%	20,6%	
3	856	9,7%	28.079	11,2%	28,4%	
4	856	9,7%	26.660	10,7%	17,6%	
5	672	7,7%	20.587	8,2%	26,6%	
6	4.736	53,9%	117.359	47,0%	90,5%	
<b>Total</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>249.602</b>	<b>100,0%</b>		

Sistema Balear						
Calendario DH6						
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	510	5,8%	494	8,5%	41,0%	
2	850	9,7%	767	13,2%	36,1%	
3	516	5,9%	404	7,0%	12,6%	
4	860	9,8%	622	10,7%	20,6%	
5	992	11,3%	641	11,0%	15,0%	
6	5.056	57,6%	2.878	49,6%	78,9%	
<b>Total</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.806</b>	<b>100,0%</b>		

Sistema Circular 3/2014 - DH6						
Calendario DH6						
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	848	9,7%	788	13,6%	46,9%	
2	848	9,7%	719	12,4%	24,2%	
3	848	9,7%	641	11,0%	25,0%	
4	848	9,7%	575	9,9%	15,7%	
5	656	7,5%	412	7,1%	17,7%	
6	4.736	53,9%	2.670	46,0%	77,3%	
<b>Total</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.806</b>	<b>100,0%</b>		

Sistema Canario						
Calendario DH6						
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	492	5,6%	611	6,9%	31%	
2	820	9,3%	930	10,5%	17%	
3	516	5,9%	643	7,2%	11%	
4	860	9,8%	998	11,2%	18%	
5	1.008	11,5%	1.150	12,9%	25%	
6	5.088	57,9%	4.551	51,2%	85%	
<b>Total</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>8.883</b>	<b>100,0%</b>		

Sistema Circular 3/2014 - DH6						
Calendario DH6						
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	848	9,7%	1.066	12,0%	53%	
2	848	9,7%	964	10,9%	17%	
3	840	9,6%	1.021	11,5%	26%	
4	840	9,6%	927	10,4%	24%	
5	672	7,7%	747	8,4%	23%	
6	4.736	53,9%	4.158	46,8%	87%	
<b>Total</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>8.883</b>	<b>100,0%</b>		

Sistema Ceuti						
Calendario DH6						
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	498	5,7%	15	7,2%	41%	
2	830	9,4%	23	10,7%	12%	
3	510	5,8%	15	6,9%	11%	
4	850	9,7%	23	10,6%	17%	
5	1.360	15,5%	37	17,4%	28%	
6	4.736	53,9%	100	47,2%	86%	
<b>Total</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>212</b>	<b>100,0%</b>		

Sistema Melillense						
Calendario DH6						
Periodo	Nº Horas		Energía		Grado de coincidencia con el calendario Teórico	
	Número	%	GWh	%		
1	848	9,7%	27	12,3%	52%	
2	848	9,7%	24	11,1%	22%	
3	848	9,7%	25	11,4%	28%	
4	848	9,7%	22	9,9%	15%	
5	656	7,5%	17	7,7%	14%	
6	4.736	53,9%	103	47,6%	80%	
<b>Total</b>	<b>8.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>217</b>	<b>100,0%</b>		

Fuente: Orden ITC/2794/2007 y CNMC

## ANEXO II. CURVAS DE CARGA

*Memoria justificativa de la 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*

## ANEXO II. METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE LAS CURVAS DE CARGA HORARIAS POR GRUPO TARIFARIO

Uno de los input de información necesario para aplicar la metodología de la Circular 3/2014 es disponer de la curva de carga de cada nivel de tensión. La curva de carga de cada nivel de tensión se obtiene mediante la agregación de las curvas de carga de cada grupo tarifario, elevadas, en su caso, con los correspondientes coeficientes de pérdidas estándares.

En el presente Anexo se define la metodología para la elaboración de las curvas de carga horarias por peaje de acceso.

### 1 FUENTES DE INFORMACIÓN

Antes de proceder a la descripción de la metodología utilizada para determinar la curva de carga horaria por grupo tarifario, se resume brevemente la información de la que se dispone para su elaboración.

En primer lugar, teniendo en cuenta que de acuerdo 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, los puntos de suministro tipo 1<sup>23</sup>, 2<sup>24</sup> y 3<sup>25</sup> han de disponer de medida horaria, se ha solicitado a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes la curva de carga horaria de los peajes media tensión con potencia contratada superior a 450 kW (6.1) y de alta tensión (6.2, 6.3 y 6.4). Adicionalmente, se les ha solicitado la curva de horaria de aquellos suministros con telemedida de peajes con potencia superior a 15 kW.

En relación con la anterior, se indica que no se considera la información horaria de clientes conectados en baja tensión con potencia inferior a 15 kW<sup>26</sup>, debido a que si bien la norma establece la implantación progresiva de los contadores horarios, los planes de sustitución de las empresas distribuidoras no se realizan bajo criterios estadísticos, a efectos de utilizar dicha información para representar el consumo de este colectivo.

En segundo lugar, se dispone de los perfiles de consumo finales de los peajes de acceso de suministros sin obligación de disponer de medida horaria, de acuerdo a la información

<sup>23</sup> Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW

<sup>24</sup> Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW

<sup>25</sup> Aquellos que no puedan clasificarse en otra categoría.

<sup>26</sup> La disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece que todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018.

publicada por el Operador del Sistema en su página web<sup>27</sup>.

Finalmente, en la base de datos de liquidaciones se dispone de información desagregada por empresa y peaje de acceso sobre los consumos mensuales por periodo horario, para las empresas con más de 100.000 clientes. Cabe señalar que para las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes no se dispone de dicha información con la misma desagregación, sino que únicamente se dispone del consumo desagregado por empresa distribuidora y año de facturación.

## 2 METODOLOGÍA PARA GENERAR CURVAS DE CARGA

Teniendo en cuenta la información disponible, las curvas de carga de los consumidores sin medida horaria, se obtiene como resultado de aplicar los perfiles finales publicados por el OS a la información disponible sobre los consumos mensuales de la base de datos de liquidaciones de las empresas con más de 100.000 clientes.

Las curvas de carga horaria por grupo tarifario se obtienen de la agregación de las curvas de carga proporcionadas por las empresas con más de 100.000 clientes.

Las curvas de carga así obtenidas se ajustan, a efectos de considerar la composición de la demanda de las empresas con menos de 100.000 clientes.

A continuación, se describe la metodología para la elaboración de las curvas de carga por grupo tarifario.

### 2.1 *Curvas de carga de por grupo tarifario de los consumidores conectados a empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes*

#### a) Curvas de carga de consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW

En tanto no se disponga de información horaria representativa, la curva horaria de los consumidores con potencia contratada de hasta 15 kW (peajes de acceso 2.0 A, 2.0 A DHA, 2.0 A DHS, 2.1 A, 2.1 A DHA, 2.1 A DHS) se obtiene aplicando los perfiles finales publicados por el OS con objeto de liquidar la energía en el mercado al consumo mensual, desagregado, en su caso, por periodo horario disponible en la base de datos de liquidaciones para las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. En concreto:

---

<sup>27</sup> A la fecha de elaboración de la presente metodología, la información se encuentran disponibles en: [http://www.ree.es/operacion/simel\\_perfil\\_consumo.asp](http://www.ree.es/operacion/simel_perfil_consumo.asp)

$$CCD_{m,d,h}^{PA} = \frac{P_{m,d,h}^{i,f}}{\sum_{m,pt} P_{m,d,h}^{i,f}} \times CD_{m,pt}^{PA}$$

Donde:

$CCD_{m,d,h}^{PA}$  = Curva de Carga para el mes “m”, día “d” y hora “h” del peaje de acceso PA de los consumidores conectados a redes de más de 100.000 clientes.

$P_{m,d,h}^{i,f}$  = Perfil final, de la categoría de clientes “i”, para el mes “m”, día “d” y hora “h”, publicado por el Operador del Sistema en su página web

$\sum_{m,pt} P_{m,d,h}^{i,f}$  Suma del Perfil final para el mes m y para el periodo tarifario pt

$CD_{m,pt}^{PA}$  Consumo para el mes m y periodo horario pt, de los consumidores acogidos al peaje de acceso PA remitida por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes

En el cuadro siguiente se muestran los peajes de acceso vigentes para los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW, el número de periodos horarios que incluyen dichos peajes y los perfiles aplicables a dichos consumidores a la fecha de emisión del presente documento:

Peajes de acceso	Número de periodos horarios	Perfil aplicable
2.0A / 2.1 A	1	Tipo A
2.0 DHA / 2.1 DHA	2	Tipo B
2.0 DHS / 2.1 DHS	3	Tipo D

b) Curvas de carga de consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (3.0A)

A efectos de la elaboración de curvas de carga, en el peaje de acceso 3.0 A se pueden diferenciar dos colectivos de consumidores, de acuerdo a lo establecido en el artículo 9 del Real Decreto 1110/2007: los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW e igual inferior a 50 kW, que deben disponer equipo de medida con capacidad de registrar la energía activa en seis períodos) y los consumidores con potencia contratada superior a 50 kW que disponer de equipo de medida horaria con capacidad de registro horario.

Para el primer colectivo de consumidores (los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW e igual inferior a 50 kW) la curva de carga se obtiene de forma similar a los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW, utilizando los seis registros de energía activa disponibles y el perfil final aplicable a dichos consumidores (Perfil Tipo C a la fecha de emisión del presente documento).

Se indica que, conforme a lo establecido en la Orden ITC/2794/2007 el calendario aplicable a estos consumidores es diferente según se encuentren situados en la Península, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, por lo tanto, el procedimiento se debe aplicar de forma separada a cada uno de los subsistemas considerados.

Para los consumidores con potencia contratada superior a 50 kW se toman las curvas de carga horarias remitidas por las empresas distribuidoras.

La curva de carga del peaje de acceso 3.0 A será la suma de las curvas de carga de cada uno de los dos colectivos.

La curva de carga así obtenida se ajusta, a efectos de que el consumo mensual por periodo coincida con la energía declarada por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes en la base de datos de liquidaciones. Matemáticamente:

$$CCD_{m,d,h}^{3.0A} = (CCD_{m,d,h}^{Tipo\ I} + CCD_{m,d,h}^{Tipo\ II}) \times \varphi_m$$

Donde:

$CCD_{m,d,h}^{3.0A}$  = Curva de Carga para el mes “m”, día “d” y hora “h” del peaje de acceso 3.0A de los consumidores conectados a redes de más de 100.000 clientes.

$CCD_{m,d,h}^{Tipol}$  = Curva de Carga para el mes “m”, día “d” y hora “h” de los consumidores acogidos al peaje de acceso 3.0A con potencia contratada superior a 15 kW e igual o inferior a 50kW y conectados a redes de más de 100.000 clientes, estimada aplicando el procedimiento descrito en el apartado a) del presente Anexo considerando seis registros de energía activa.

$CCD_{m,d,h}^{Tipoll}$  = Curva de Carga para el mes “m”, día “d” y hora “h” de los consumidores acogidos a la tarifas de acceso 3.0A con potencia contratada superior a 50kW y conectados a redes de más de 100.000 clientes remitida por las empresas distribuidoras.

$\varphi_m$ : Factor de ajuste aplicable al mes m, calculado como:

$$\varphi_m = \frac{CD_m^{3.0A}}{\sum_{m,d,h} (CCD_{m,d,h}^{Tipo\ I} + CCD_{m,d,h}^{Tipo\ II})}$$

Siendo  $CD_m^{3.0A}$  el consumo declarado por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes a efectos de liquidaciones del sector eléctrico de los consumidores acogidos al peaje de acceso 3.0 A en el mes m del año correspondiente.

- c) Curvas de carga de consumidores de media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW (3.1A)

El procedimiento de obtención de la curva de carga del peaje de acceso 3.1 A es análogo al descrito para los consumidores acogidos al de acceso 3.0A.

d) Curvas de carga de consumidores de media tensión con potencia contratada superior a 450 kW (6.1 A) y de alta tensión (6.2 A, 6.3 A, 6.4 A)

Los consumidores acogidos a los peajes de acceso 6.1 A, 6.2 A, 6.3 A y 6.4 A disponen de equipo de medida con capacidad de registro horario, por lo que la curva de carga de grupo tarifario se obtiene por la agregación de las curvas de carga proporcionadas por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

No obstante, es posible que debido a la utilización de diversas fuentes de información, la energía total incluida en dichas curvas de carga sea diferente de la energía total declarada por las empresas distribuidoras para los citados peajes de acceso, a efectos de las liquidaciones.

Una vez se dispone de la curva de carga por grupo tarifario se ajusta para hacerla coincidir con la energía mensual por periodo declarada por las empresas distribuidoras en la base de datos de liquidaciones.

$$CCD_{m,d,h}^{PA} = CCDEmpresas_{m,d,h}^{PA} \times \varphi_m^{PA}$$

Donde:

$CCD_{m,d,h}^{PA}$  = Curva de Carga para el mes “m”, día “d” y hora “h” de el peaje de acceso PA de los consumidores conectados a redes de más de 100.000 clientes

$CCD_{m,d,h}^{PA}$  = Curva de Carga para el mes “m”, día “d” y hora “h” para el peaje de acceso PA remitida por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes

$\varphi_m^{PA}$ : Factor de ajuste aplicable al mes m para el peaje de acceso PA, calculado como:

$$\varphi_m^{PA} = \frac{CD_m^{PA}}{\sum_{m,d,h} (CCDEmpresas_{m,d,h}^{PA})}$$

Siendo  $CD_m^{PA}$  el consumo declarado por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes a efectos de liquidaciones relativo a los consumidores acogidos al peaje de acceso PA para el mes m del año correspondiente.

## 2.2 Curvas de carga nacionales

Las curvas de carga de los consumidores nacionales se estiman a partir de las curvas de carga de por grupo tarifario de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes, obtenidas conforme al procedimiento descrito en el epígrafe anterior.

Las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes tienen que remitir, al efecto de realizar las liquidaciones del sector eléctrico, de acuerdo a lo establecido en la Circular 3/2008<sup>28</sup> la siguiente información relativa al consumo:

- *Distribuidores con energía en abonado final superior a 45 GWh/año:* remiten información sobre el consumo registrado por peaje de acceso por año y mes de facturación.
- *Distribuidores con energía en abonado final inferior a 45 GWh/año:* remiten, con carácter mensual, información sobre la energía facturada por año y mes de facturación, sin desagregación por tarifa de acceso. Con carácter anual deben remitir la misma información que la remitida por los distribuidores con energía en abonado final superior a 45 GWh/año.

Cabe indicar que la anterior información no es posible determinar la energía consumida por grupo tarifario y mes de consumo de los consumidores conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes. En consecuencia, se aproxima el consumo de cada peaje de acceso mediante el consumo facturado en el año<sup>29</sup>.

En particular, las curvas de carga nacionales por grupo tarifario se estiman conforme a la siguiente fórmula:

$$CCN_{m,d,h}^{PA} = CCD_{m,d,h}^{PA} \times \varphi_{PA}$$

Donde:

$CCN_{m,d,h}^{PA}$  = Curva de Carga nacional para el mes “m”, día “d” y hora “h” de el peaje de acceso PA.

$CCD_{m,d,h}^{PA}$  = Curva de Carga para el mes “m”, día “d” y hora “h” para el peaje de acceso PA para los consumidores conectados a redes de más de 100.000 clientes estimada de acuerdo al procedimiento descrito en el punto 2.1 del presente Anexo.

$\varphi_{PA}$ : Factor de ajuste para el peaje de acceso PA, calculado como:

---

<sup>28</sup> CIRCULAR 3/2008, de 6 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se desarrolla la disposición adicional segunda del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, en lo relativo a la liquidación de las actividades reguladas del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

<sup>29</sup> El consumo facturado en un año incluye el consumo realizado y facturado en el propio año y los consumos de ejercicios anteriores facturados en el año de facturación.

$$\varphi_{PA} = \frac{CD^{PA} + CS^{PA}}{\sum_{m,d,h}(CCD_{m,d,h}^{PA})}$$

Siendo:

$CD^{PA}$  el consumo declarado por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes a efectos de liquidaciones relativo a los consumidores acogidos a los peajes de acceso PA para el año de consumo correspondiente.

$CS^{PA}$  el consumo facturado por las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes a efectos de liquidaciones relativo a los consumidores acogidos a los peajes de acceso PA en el año correspondiente.

## **ANEXO III. SENSIBILIDAD DE PARTICIPACIÓN EN LAS HORAS DE PUNTA POR NIVELES DE TENSIÓN TARIFARIOS**

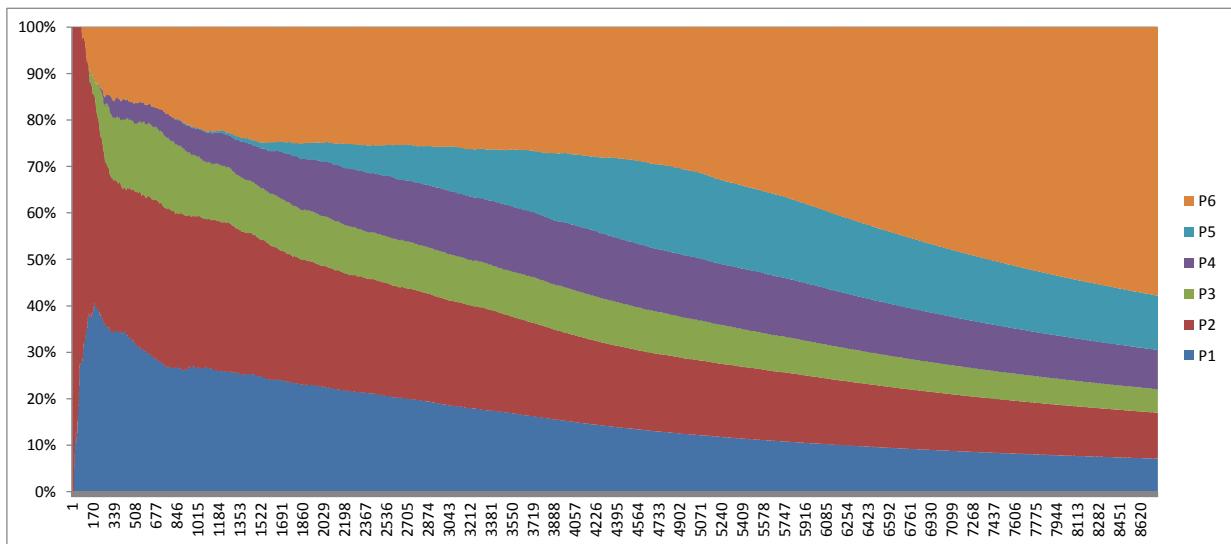
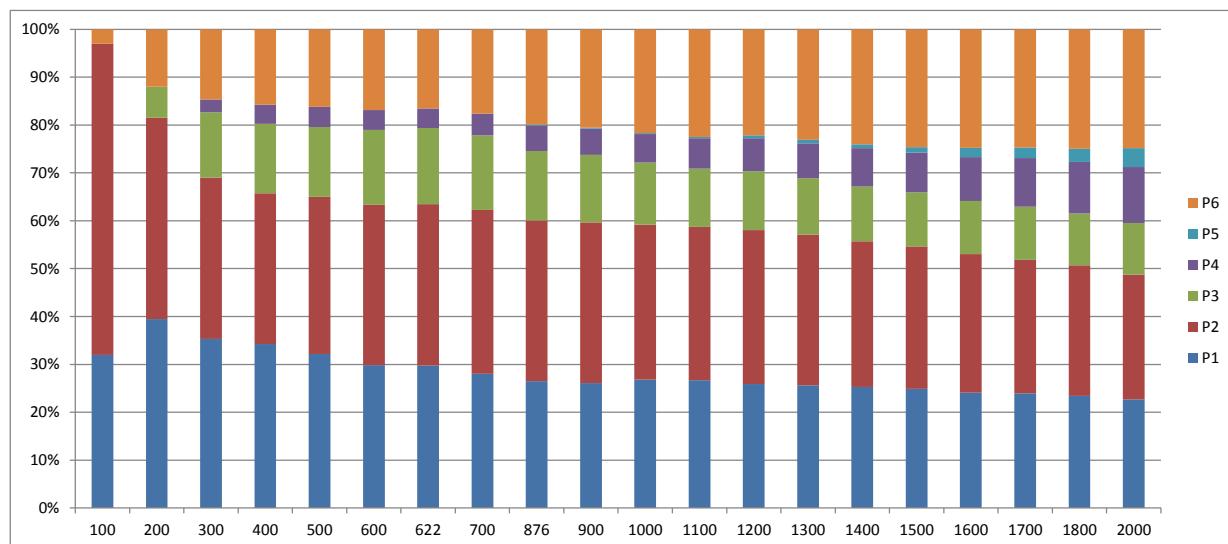
*Memoria justificativa de la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad*

**CALENDARIO ORDEN ITC/2794/2007**

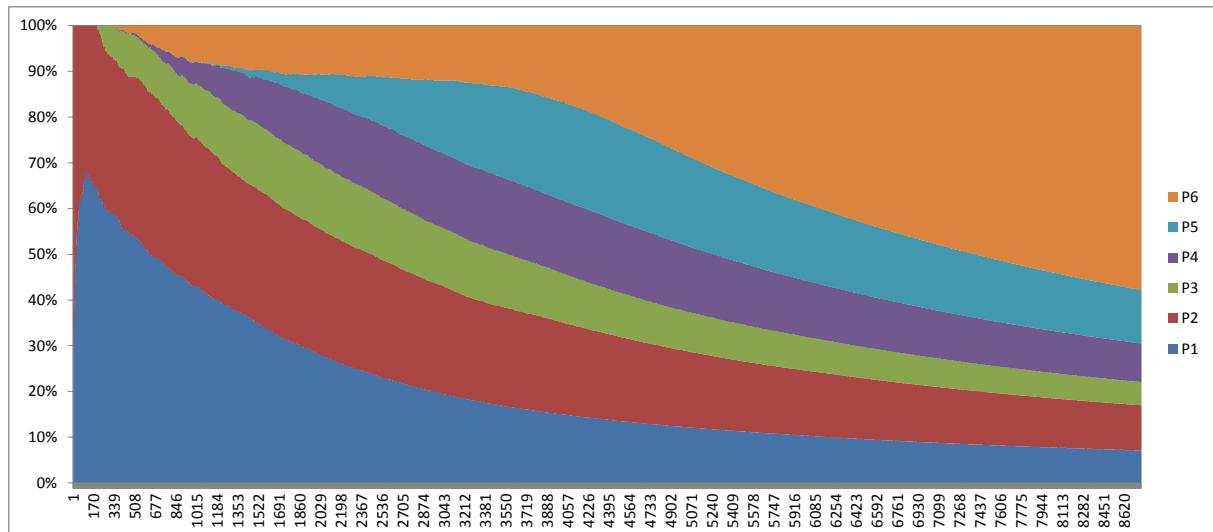
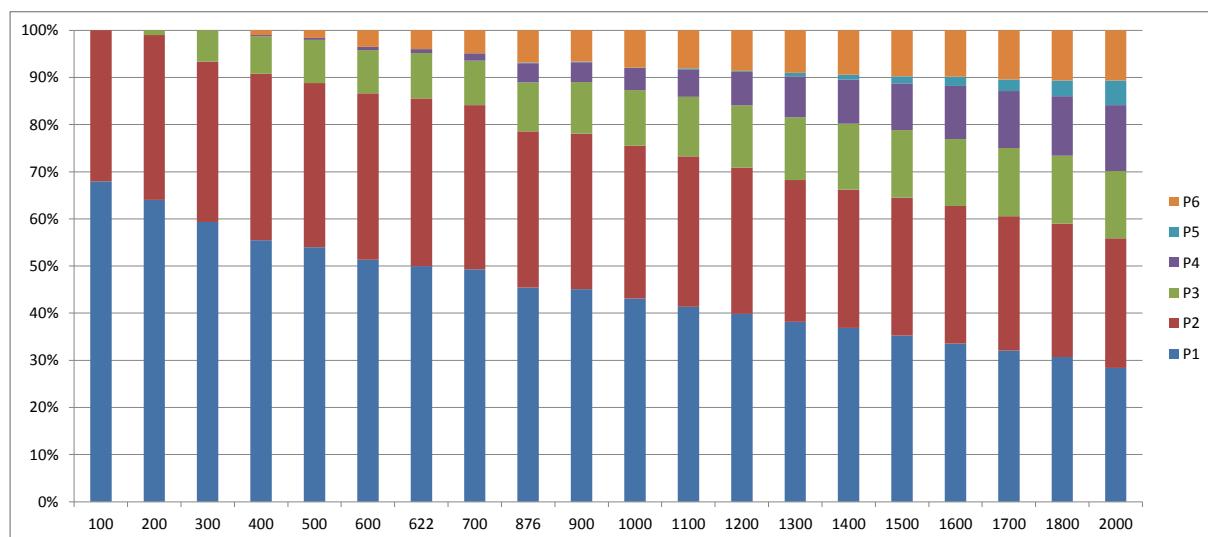
Distribución de las n primeras horas de la monótona por periodo horario

NT0

Nº Horas	Nº de Horas por periodo							% de horas por periodo					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	1	2	3	4	5	6
100	32	65	0	0	0	3	100	32%	65%	0%	0%	0%	3%
200	79	84	13	0	0	24	200	40%	42%	7%	0%	0%	12%
300	106	101	41	8	0	44	300	35%	34%	14%	3%	0%	15%
400	137	126	58	16	0	63	400	34%	32%	15%	4%	0%	16%
500	161	164	73	21	0	81	500	32%	33%	15%	4%	0%	16%
600	179	201	94	25	0	101	600	30%	34%	16%	4%	0%	17%
622	185	210	99	25	0	103	622	30%	34%	16%	4%	0%	17%
700	196	240	109	32	0	123	700	28%	34%	16%	5%	0%	18%
876	232	294	127	47	2	174	876	26%	34%	14%	5%	0%	20%
900	235	302	127	49	2	185	900	26%	34%	14%	5%	0%	21%
1000	268	324	130	59	2	217	1.000	27%	32%	13%	6%	0%	22%
1100	294	352	134	70	3	247	1.100	27%	32%	12%	6%	0%	22%
1200	311	386	147	83	7	266	1.200	26%	32%	12%	7%	1%	22%
1300	333	410	153	94	10	300	1.300	26%	32%	12%	7%	1%	23%
1400	354	426	160	112	12	336	1.400	25%	30%	11%	8%	1%	24%
1500	373	447	169	125	17	369	1.500	25%	30%	11%	8%	1%	25%
1600	385	464	177	147	31	396	1.600	24%	29%	11%	9%	2%	25%
1700	407	474	189	173	37	420	1.700	24%	28%	11%	10%	2%	25%
1800	421	492	195	193	50	449	1.800	23%	27%	11%	11%	3%	25%
2000	453	522	216	234	78	497	2.000	23%	26%	11%	12%	4%	25%
2200	479	555	229	269	114	554	2.200	22%	25%	10%	12%	5%	25%
2400	508	590	242	305	142	613	2.400	21%	25%	10%	13%	6%	26%
2500	521	608	252	322	160	637	2.500	21%	24%	10%	13%	6%	25%
2600	529	623	265	340	183	660	2.600	20%	24%	10%	13%	7%	25%
2800	551	657	280	372	223	717	2.800	20%	23%	10%	13%	8%	26%
3000	564	683	300	407	275	771	3.000	19%	23%	10%	14%	9%	26%



Nº Horas	Nº de Horas por periodo							% de horas por periodo					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	1	2	3	4	5	6
100	68	32	0	0	0	0	100	68%	32%	0%	0%	0%	0%
200	128	70	2	0	0	0	200	64%	35%	1%	0%	0%	0%
300	178	102	20	0	0	0	300	59%	34%	7%	0%	0%	0%
400	222	141	32	1	0	4	400	56%	35%	8%	0%	0%	1%
500	270	174	46	2	0	8	500	54%	35%	9%	0%	0%	2%
600	308	212	55	4	0	21	600	51%	35%	9%	1%	0%	4%
622	311	221	60	5	0	25	622	50%	36%	10%	1%	0%	4%
700	345	244	66	11	0	34	700	49%	35%	9%	2%	0%	5%
876	398	290	91	36	1	60	876	45%	33%	10%	4%	0%	7%
900	406	297	98	38	1	60	900	45%	33%	11%	4%	0%	7%
1000	431	324	118	47	1	79	1.000	43%	32%	12%	5%	0%	8%
1100	455	351	139	64	2	89	1.100	41%	32%	13%	6%	0%	8%
1200	478	373	158	85	3	103	1.200	40%	31%	13%	7%	0%	9%
1300	496	391	173	113	10	117	1.300	38%	30%	13%	9%	1%	9%
1400	516	411	196	131	14	132	1.400	37%	29%	14%	9%	1%	9%
1500	529	439	214	149	23	146	1.500	35%	29%	14%	10%	2%	10%
1600	537	467	227	180	32	157	1.600	34%	29%	14%	11%	2%	10%
1700	545	485	246	205	41	178	1.700	32%	29%	14%	12%	2%	10%
1800	553	509	259	228	60	191	1.800	31%	28%	14%	13%	3%	11%
2000	568	550	285	280	104	213	2.000	28%	28%	14%	14%	5%	11%
2200	575	590	309	329	159	238	2.200	26%	27%	14%	15%	7%	11%
2400	583	630	334	369	217	267	2.400	24%	26%	14%	15%	9%	11%
2500	585	647	342	394	254	278	2.500	23%	26%	14%	16%	10%	11%
2600	588	661	352	412	291	296	2.600	23%	25%	14%	16%	11%	11%
2800	590	686	368	453	372	331	2.800	21%	25%	13%	16%	13%	12%
3000	592	709	384	488	467	360	3.000	20%	24%	13%	16%	16%	12%

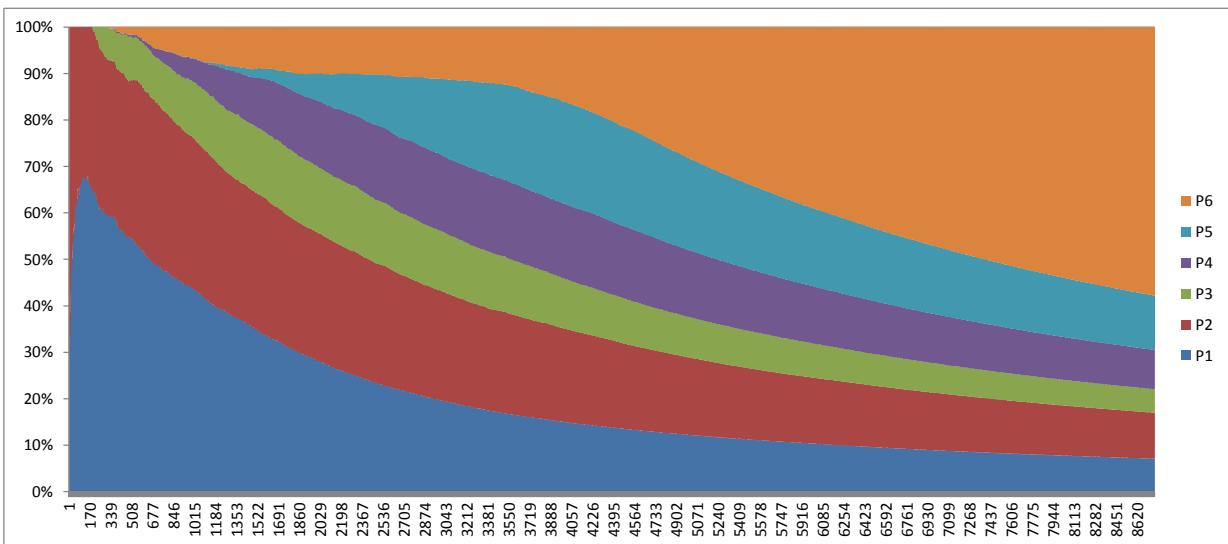
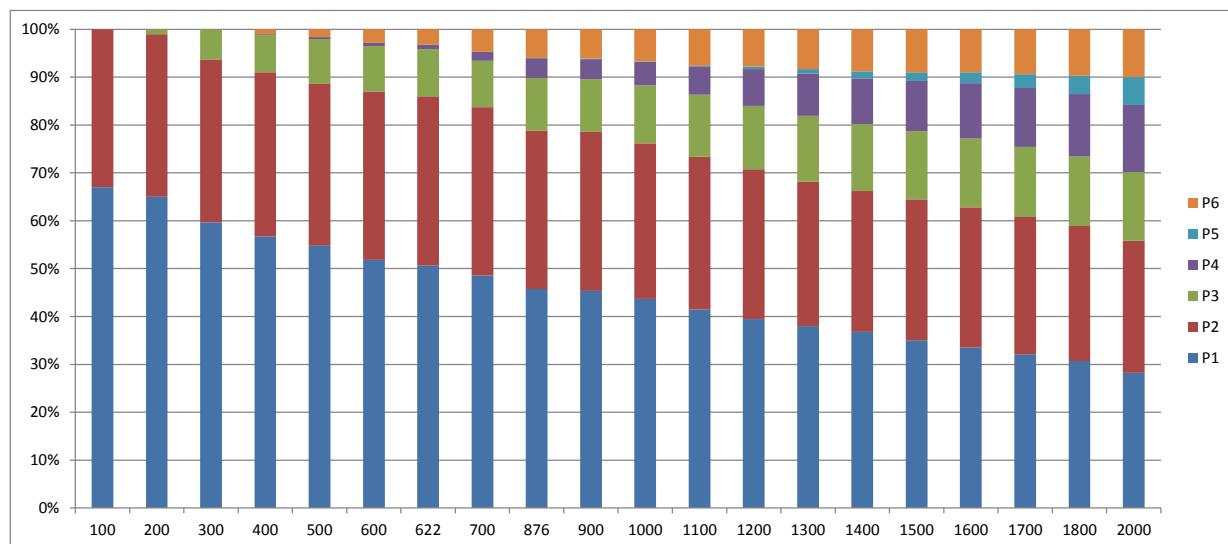


**CALENDARIO ORDEN ITC/2794/2007**

Distribución de las n primeras horas de la monótona por periodo horario

NT2

Nº Horas	Nº de Horas por periodo							% de horas por periodo					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	1	2	3	4	5	6
100	67	33	0	0	0	0	100	67%	33%	0%	0%	0%	0%
200	130	68	2	0	0	0	200	65%	34%	1%	0%	0%	0%
300	179	102	19	0	0	0	300	60%	34%	6%	0%	0%	0%
400	227	137	31	1	0	4	400	57%	34%	8%	0%	0%	1%
500	274	169	47	2	0	8	500	55%	34%	9%	0%	0%	2%
600	311	211	57	4	0	17	600	52%	35%	10%	1%	0%	3%
622	315	220	61	6	0	20	622	51%	35%	10%	1%	0%	3%
700	340	246	68	13	0	33	700	49%	35%	10%	2%	0%	5%
876	401	290	96	36	1	52	876	46%	33%	11%	4%	0%	6%
900	408	299	99	38	1	55	900	45%	33%	11%	4%	0%	6%
1000	437	325	121	49	1	67	1.000	44%	33%	12%	5%	0%	7%
1100	456	351	143	64	2	84	1.100	41%	32%	13%	6%	0%	8%
1200	474	375	159	92	7	93	1.200	40%	31%	13%	8%	1%	8%
1300	494	392	179	115	12	108	1.300	38%	30%	14%	9%	1%	8%
1400	515	412	196	134	20	123	1.400	37%	29%	14%	10%	1%	9%
1500	526	441	214	157	27	135	1.500	35%	29%	14%	10%	2%	9%
1600	536	469	230	185	36	144	1.600	34%	29%	14%	12%	2%	9%
1700	546	488	248	210	49	159	1.700	32%	29%	15%	12%	3%	9%
1800	553	508	261	235	68	175	1.800	31%	28%	15%	13%	4%	10%
2000	565	552	286	281	116	200	2.000	28%	28%	14%	14%	6%	10%
2200	573	592	312	331	173	219	2.200	26%	27%	14%	15%	8%	10%
2400	579	627	334	375	240	245	2.400	24%	26%	14%	16%	10%	10%
2500	581	644	341	401	276	257	2.500	23%	26%	14%	16%	11%	10%
2600	583	660	352	417	317	271	2.600	22%	25%	14%	16%	12%	10%
2800	587	683	370	458	401	301	2.800	21%	24%	13%	16%	14%	11%
3000	590	708	387	492	489	334	3.000	20%	24%	13%	16%	16%	11%

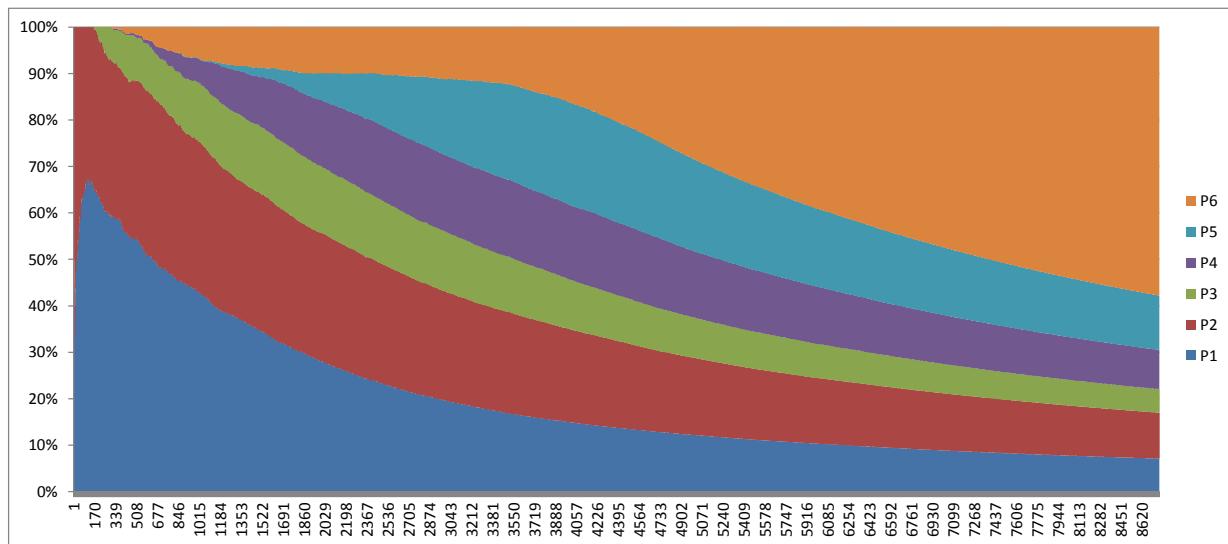
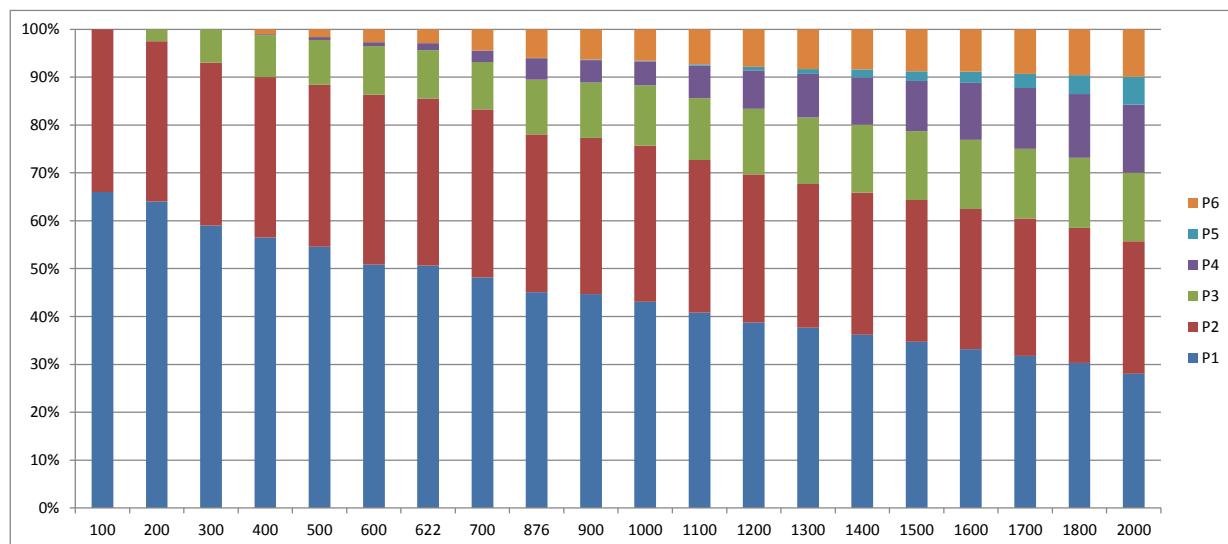


**CALENDARIO ORDEN ITC/2794/2007**

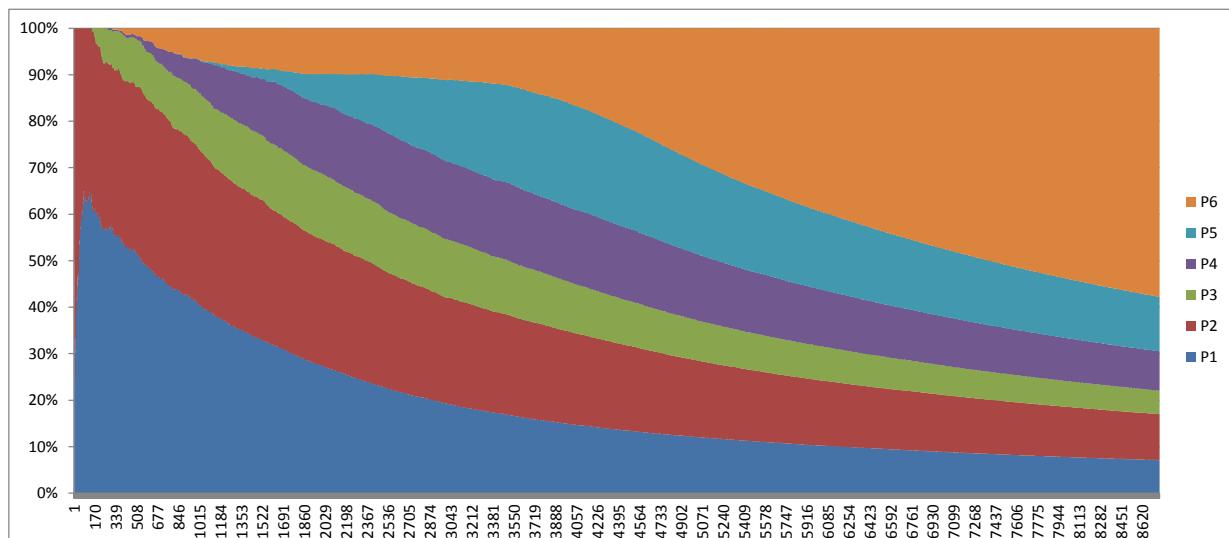
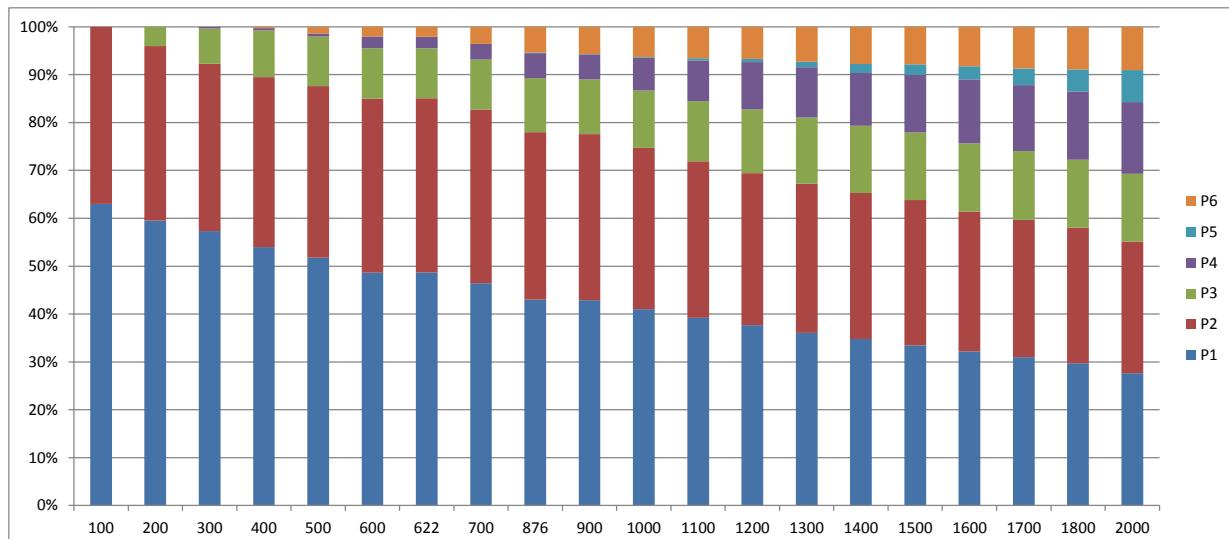
Distribución de las n primeras horas de la monótona por periodo horario

NT3

Nº Horas	Nº de Horas por periodo							% de horas por periodo					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	1	2	3	4	5	6
100	66	34	0	0	0	0	100	66%	34%	0%	0%	0%	0%
200	128	67	5	0	0	0	200	64%	34%	3%	0%	0%	0%
300	177	102	21	0	0	0	300	59%	34%	7%	0%	0%	0%
400	226	134	35	1	0	4	400	57%	34%	9%	0%	0%	1%
500	273	169	47	3	0	8	500	55%	34%	9%	1%	0%	2%
600	305	213	61	5	0	16	600	51%	36%	10%	1%	0%	3%
622	315	217	63	9	0	18	622	51%	35%	10%	1%	0%	3%
700	337	246	69	17	0	31	700	48%	35%	10%	2%	0%	4%
876	395	289	100	39	1	52	876	45%	33%	11%	4%	0%	6%
900	402	294	104	42	1	57	900	45%	33%	12%	5%	0%	6%
1000	431	326	126	50	1	66	1.000	43%	33%	13%	5%	0%	7%
1100	449	351	142	75	3	80	1.100	41%	32%	13%	7%	0%	7%
1200	465	371	165	96	9	94	1.200	39%	31%	14%	8%	1%	8%
1300	490	390	181	118	13	108	1.300	38%	30%	14%	9%	1%	8%
1400	507	415	199	138	24	117	1.400	36%	30%	14%	10%	2%	8%
1500	521	444	216	157	30	132	1.500	35%	30%	14%	10%	2%	9%
1600	531	469	231	190	38	141	1.600	33%	29%	14%	12%	2%	9%
1700	540	488	248	216	50	158	1.700	32%	29%	15%	13%	3%	9%
1800	546	507	264	240	71	172	1.800	30%	28%	15%	13%	4%	10%
2000	561	553	287	284	117	198	2.000	28%	28%	14%	14%	6%	10%
2200	570	591	314	331	174	220	2.200	26%	27%	14%	15%	8%	10%
2400	577	629	332	382	242	238	2.400	24%	26%	14%	16%	10%	10%
2500	579	642	341	405	278	255	2.500	23%	26%	14%	16%	11%	10%
2600	581	657	352	421	321	268	2.600	22%	25%	14%	16%	12%	10%
2800	583	680	367	466	406	298	2.800	21%	24%	13%	17%	15%	11%
3000	588	704	388	494	490	336	3.000	20%	23%	13%	16%	16%	11%



Nº Horas	Nº de Horas por periodo							%
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	
100	63	37	0	0	0	0	100	63%
200	119	73	8	0	0	0	200	60%
300	172	105	22	1	0	0	300	57%
400	216	142	39	2	0	1	400	54%
500	259	179	52	3	0	7	500	52%
600	292	218	63	15	0	12	600	49%
622	303	226	65	15	0	13	622	49%
700	325	254	73	23	0	25	700	46%
876	377	306	99	46	1	47	876	43%
900	386	312	103	47	1	51	900	43%
1000	410	337	120	69	1	63	1.000	41%
1100	431	360	138	94	5	72	1.100	39%
1200	452	381	160	119	8	80	1.200	38%
1300	469	405	180	136	15	95	1.300	36%
1400	487	427	197	154	26	109	1.400	35%
1500	502	455	212	180	33	118	1.500	33%
1600	515	467	228	214	44	132	1.600	32%
1700	527	487	245	234	59	148	1.700	31%
1800	535	510	255	257	83	160	1.800	30%
2000	553	550	283	299	134	181	2.000	28%
2200	563	585	306	344	193	209	2.200	26%
2400	570	624	325	391	261	229	2.400	24%
2500	573	631	334	420	300	242	2.500	23%
2600	575	644	341	437	345	258	2.600	22%
2800	579	668	361	471	433	288	2.800	21%
3000	582	686	380	505	526	321	3.000	19%

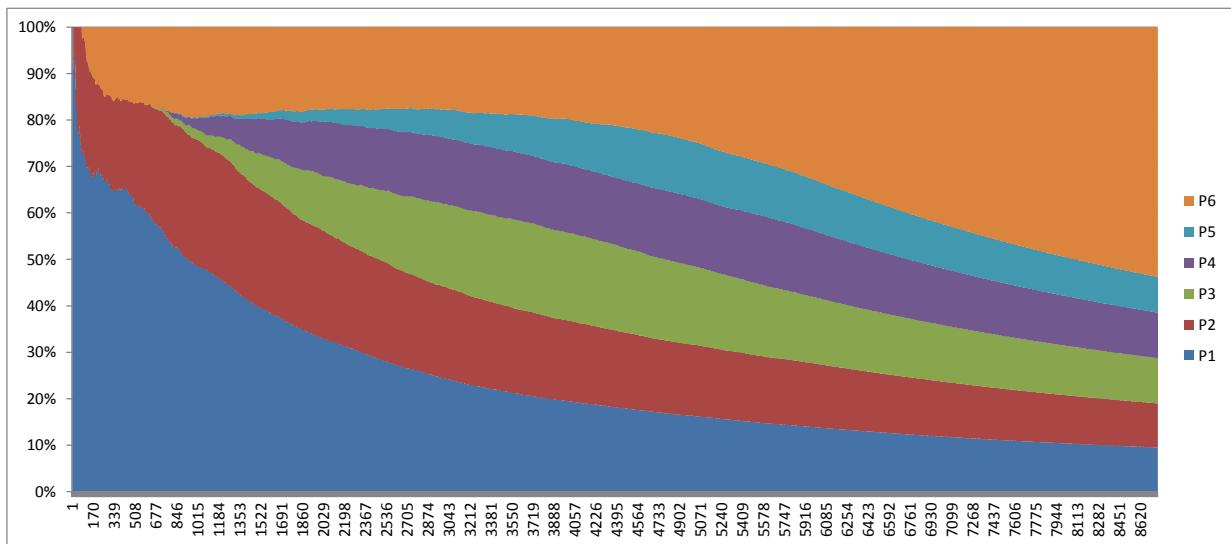
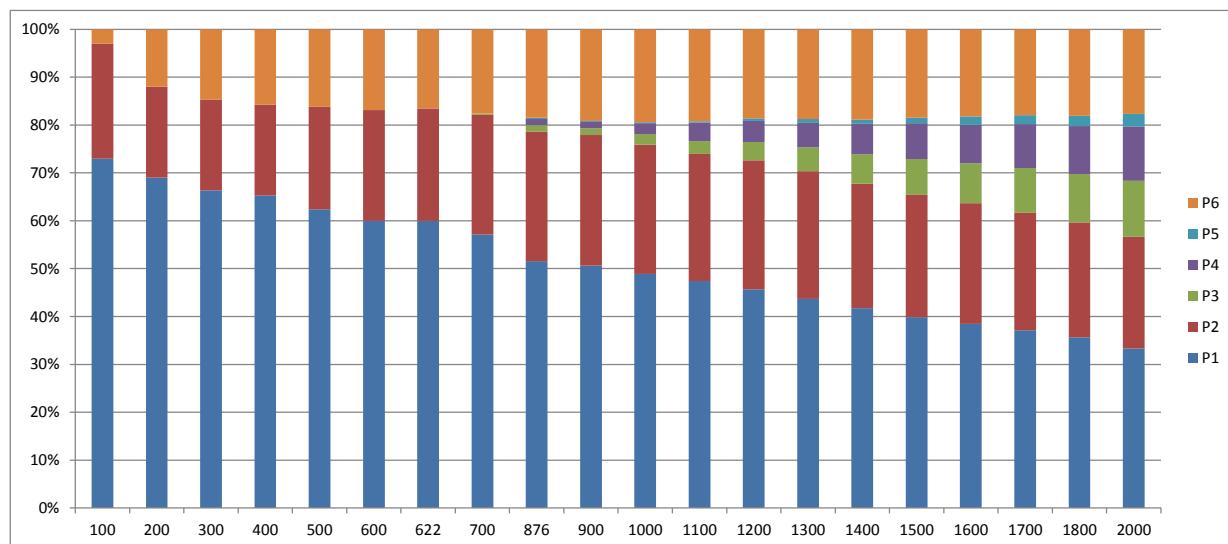


**CALENDARIO CIRCULAR 3/2014**

Distribución de las n primeras horas de la monótona por periodo horario

NT0

Nº Horas	Nº de Horas por periodo							% de horas por periodo					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	1	2	3	4	5	6
100	73	24	0	0	0	3	100	73%	24%	0%	0%	0%	3%
200	138	38	0	0	0	24	200	69%	19%	0%	0%	0%	12%
300	199	57	0	0	0	44	300	66%	19%	0%	0%	0%	15%
400	261	76	0	0	0	63	400	65%	19%	0%	0%	0%	16%
500	312	107	0	0	0	81	500	62%	21%	0%	0%	0%	16%
600	360	139	0	0	0	101	600	60%	23%	0%	0%	0%	17%
622	373	146	0	0	0	103	622	60%	23%	0%	0%	0%	17%
700	400	175	2	0	0	123	700	57%	25%	0%	0%	0%	18%
876	452	237	12	11	2	162	876	52%	27%	1%	1%	0%	18%
900	456	245	13	12	2	172	900	51%	27%	1%	1%	0%	19%
1000	489	270	22	23	2	194	1.000	49%	27%	2%	2%	0%	19%
1100	522	292	29	43	3	211	1.100	47%	27%	3%	4%	0%	19%
1200	548	324	45	53	7	223	1.200	46%	27%	4%	4%	1%	19%
1300	568	347	65	66	10	244	1.300	44%	27%	5%	5%	1%	19%
1400	584	365	86	89	12	264	1.400	42%	26%	6%	6%	1%	19%
1500	598	383	113	112	17	277	1.500	40%	26%	8%	7%	1%	18%
1600	615	404	134	128	28	291	1.600	38%	25%	8%	8%	2%	18%
1700	631	419	158	155	32	305	1.700	37%	25%	9%	9%	2%	18%
1800	642	432	182	180	39	325	1.800	36%	24%	10%	10%	2%	18%
2000	666	467	234	227	52	354	2.000	33%	23%	12%	11%	3%	18%
2200	690	488	290	268	75	389	2.200	31%	22%	13%	12%	3%	18%
2400	704	515	349	309	94	429	2.400	29%	21%	15%	13%	4%	18%
2500	709	533	379	332	106	441	2.500	28%	21%	15%	13%	4%	18%
2600	713	542	413	353	124	455	2.600	27%	21%	16%	14%	5%	18%
2800	727	562	480	388	148	495	2.800	26%	20%	17%	14%	5%	18%
3000	732	591	536	428	181	532	3.000	24%	20%	18%	14%	6%	18%

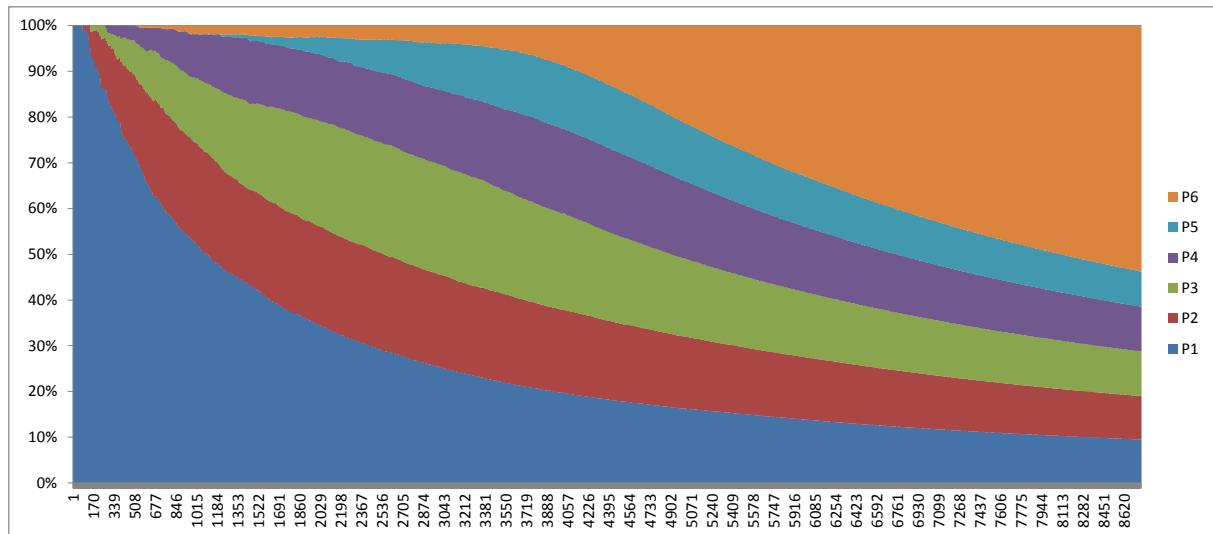
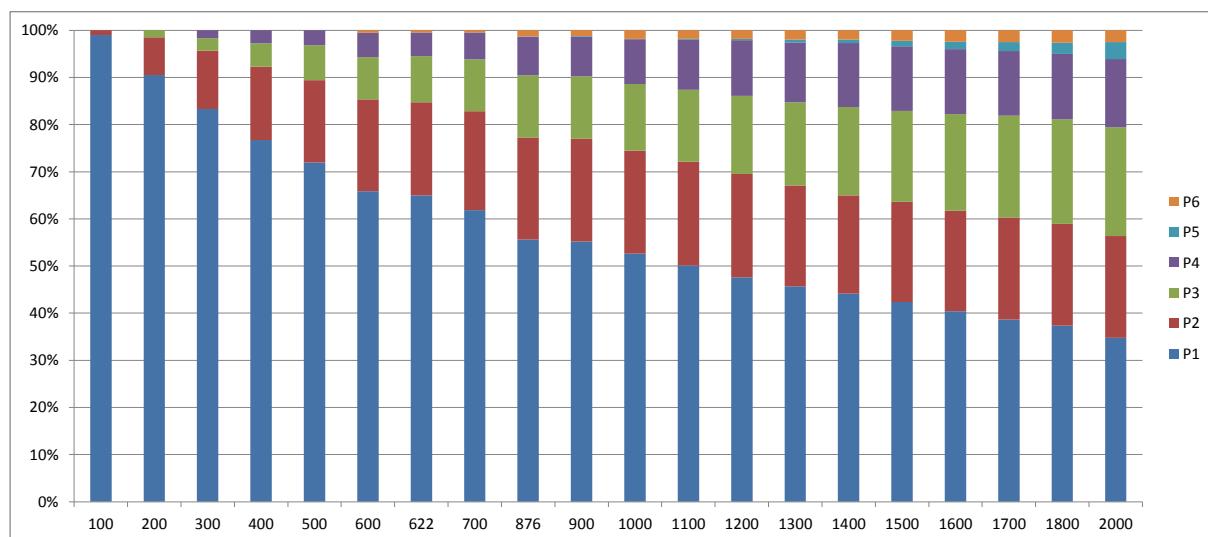


## CALENDARIO CIRCULAR 3/2014

Distribución de las n primeras horas de la monótona por periodo horario

NT1

Nº Horas	Nº de Horas por periodo							% de horas por periodo					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	1	2	3	4	5	6
100	99	1	0	0	0	0	100	99%	1%	0%	0%	0%	0%
200	181	16	3	0	0	0	200	91%	8%	2%	0%	0%	0%
300	250	37	8	5	0	0	300	83%	12%	3%	2%	0%	0%
400	307	62	20	11	0	0	400	77%	16%	5%	3%	0%	0%
500	360	87	37	16	0	0	500	72%	17%	7%	3%	0%	0%
600	395	117	54	31	0	3	600	66%	20%	9%	5%	0%	1%
622	404	123	61	31	0	3	622	65%	20%	10%	5%	0%	0%
700	433	147	77	40	0	3	700	62%	21%	11%	6%	0%	0%
876	487	190	115	72	1	11	876	56%	22%	13%	8%	0%	1%
900	497	196	119	76	1	11	900	55%	22%	13%	8%	0%	1%
1000	526	219	141	95	1	18	1.000	53%	22%	14%	10%	0%	2%
1100	551	242	168	117	2	20	1.100	50%	22%	15%	11%	0%	2%
1200	571	263	199	142	3	22	1.200	48%	22%	17%	12%	0%	2%
1300	594	278	230	165	8	25	1.300	46%	21%	18%	13%	1%	2%
1400	618	292	262	190	11	27	1.400	44%	21%	19%	14%	1%	2%
1500	636	318	290	205	18	33	1.500	42%	21%	19%	14%	1%	2%
1600	646	342	328	220	25	39	1.600	40%	21%	21%	14%	2%	2%
1700	657	368	367	233	33	42	1.700	39%	22%	22%	14%	2%	2%
1800	672	389	400	249	43	47	1.800	37%	22%	22%	14%	2%	3%
2000	696	431	462	289	72	50	2.000	35%	22%	23%	14%	4%	3%
2200	712	471	523	320	113	61	2.200	32%	21%	24%	15%	5%	3%
2400	729	513	573	360	150	75	2.400	30%	21%	24%	15%	6%	3%
2500	735	527	603	384	174	77	2.500	29%	21%	24%	15%	7%	3%
2600	742	542	636	405	193	82	2.600	29%	21%	24%	16%	7%	3%
2800	752	577	673	450	249	99	2.800	27%	21%	24%	16%	9%	4%
3000	761	607	722	487	307	116	3.000	25%	20%	24%	16%	10%	4%

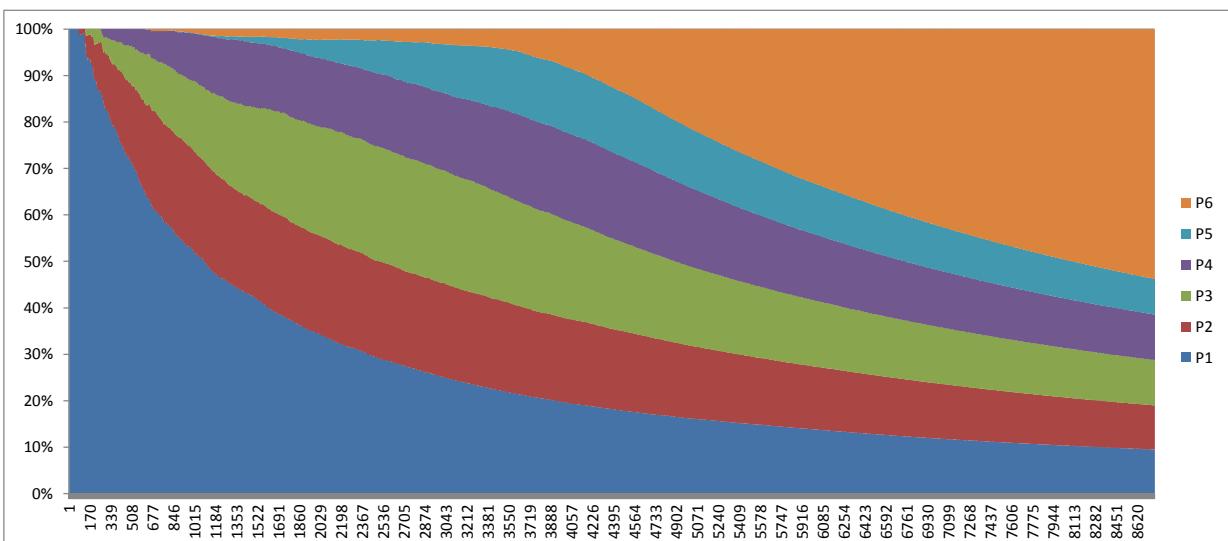
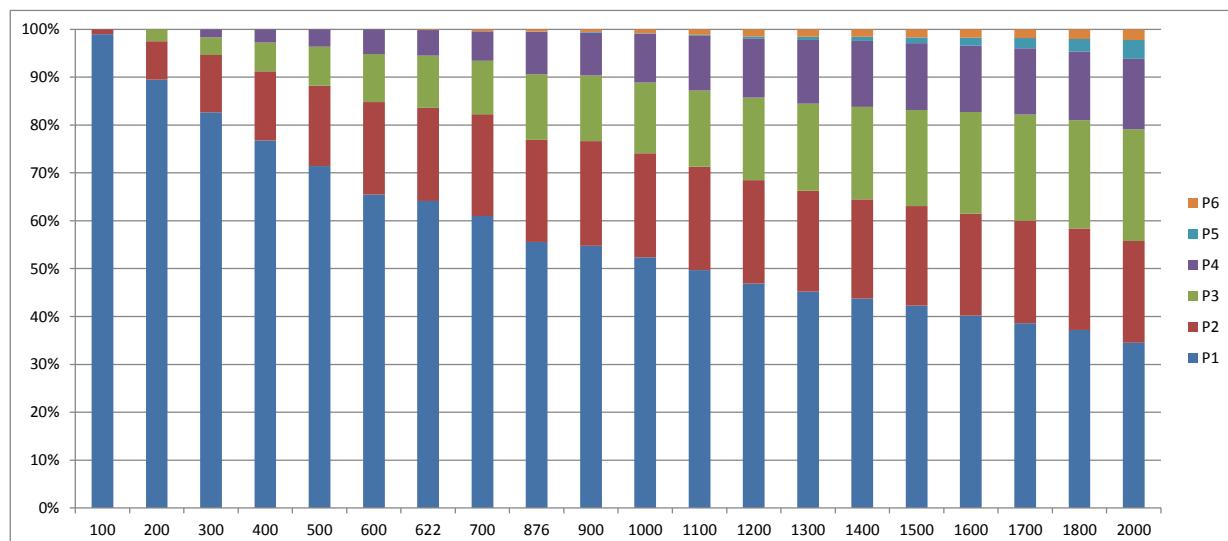


**CALENDARIO CIRCULAR 3/2014**

Distribución de las n primeras horas de la monótona por periodo horario

NT2

Nº Horas	Nº de Horas por periodo							% de horas por periodo					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	1	2	3	4	5	6
100	99	1	0	0	0	0	100	99%	1%	0%	0%	0%	0%
200	179	16	5	0	0	0	200	90%	8%	3%	0%	0%	0%
300	248	36	11	5	0	0	300	83%	12%	4%	2%	0%	0%
400	307	58	24	11	0	0	400	77%	15%	6%	3%	0%	0%
500	357	84	41	18	0	0	500	71%	17%	8%	4%	0%	0%
600	393	116	60	31	0	0	600	66%	19%	10%	5%	0%	0%
622	399	121	68	33	0	1	622	64%	19%	11%	5%	0%	0%
700	427	149	78	43	0	3	700	61%	21%	11%	6%	0%	0%
876	487	187	120	77	1	4	876	56%	21%	14%	9%	0%	0%
900	493	197	123	81	1	5	900	55%	22%	14%	9%	0%	1%
1000	524	217	148	102	1	8	1.000	52%	22%	15%	10%	0%	1%
1100	547	237	175	126	2	13	1.100	50%	22%	16%	11%	0%	1%
1200	563	259	207	148	5	18	1.200	47%	22%	17%	12%	0%	2%
1300	588	274	236	173	9	20	1.300	45%	21%	18%	13%	1%	2%
1400	612	291	270	193	12	22	1.400	44%	21%	19%	14%	1%	2%
1500	634	312	301	210	18	25	1.500	42%	21%	20%	14%	1%	2%
1600	643	340	341	221	27	28	1.600	40%	21%	21%	14%	2%	2%
1700	656	364	377	236	36	31	1.700	39%	21%	22%	14%	2%	2%
1800	670	381	407	259	47	36	1.800	37%	21%	23%	14%	3%	2%
2000	691	424	468	294	78	45	2.000	35%	21%	23%	15%	4%	2%
2200	708	468	536	326	112	50	2.200	32%	21%	24%	15%	5%	2%
2400	725	506	586	371	155	57	2.400	30%	21%	24%	15%	6%	2%
2500	728	522	618	393	180	59	2.500	29%	21%	25%	16%	7%	2%
2600	738	541	638	416	200	67	2.600	28%	21%	25%	16%	8%	3%
2800	750	574	688	457	252	79	2.800	27%	21%	25%	16%	9%	3%
3000	757	605	731	501	309	97	3.000	25%	20%	24%	17%	10%	3%

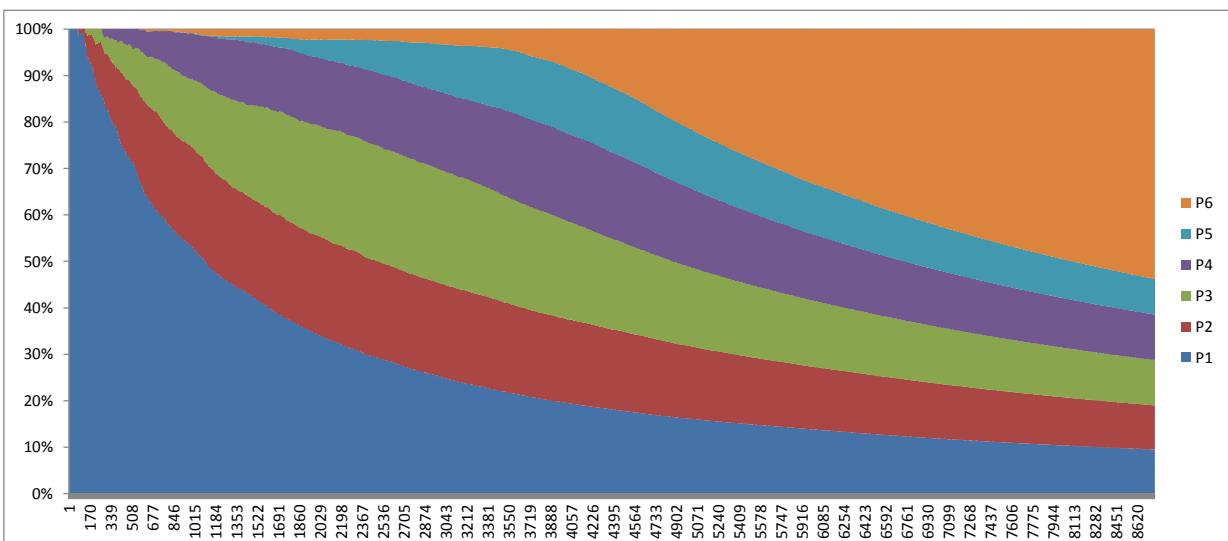
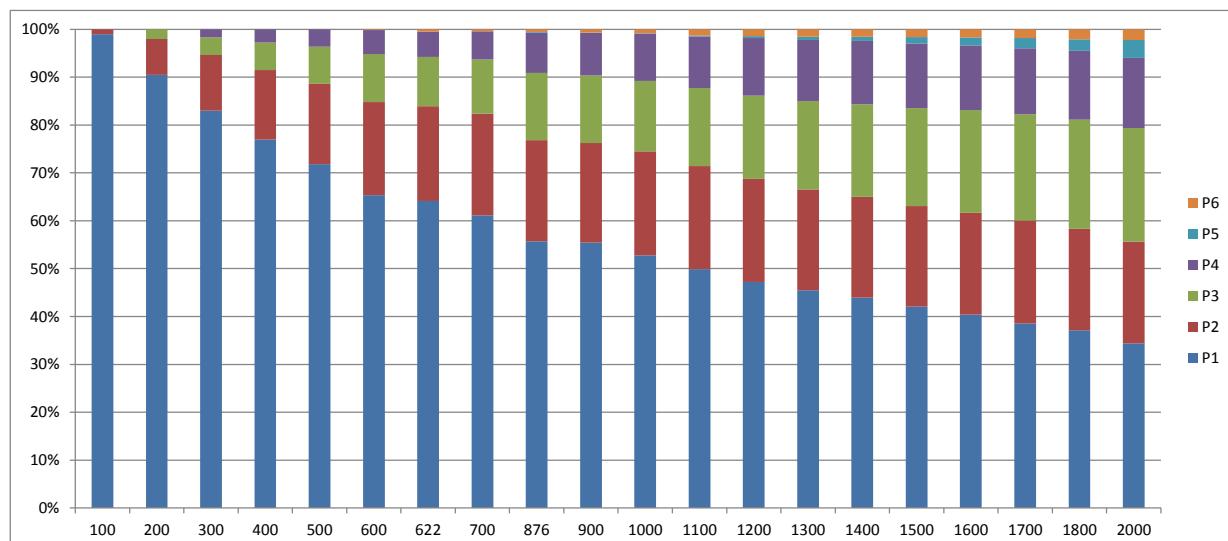


**CALENDARIO CIRCULAR 3/2014**

Distribución de las n primeras horas de la monótona por periodo horario

NT3

Nº Horas	Nº de Horas por periodo							% de horas por periodo					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	1	2	3	4	5	6
100	99	1	0	0	0	0	100	99%	1%	0%	0%	0%	0%
200	181	15	4	0	0	0	200	91%	8%	2%	0%	0%	0%
300	249	35	11	5	0	0	300	83%	12%	4%	2%	0%	0%
400	308	58	23	11	0	0	400	77%	15%	6%	3%	0%	0%
500	359	84	39	18	0	0	500	72%	17%	8%	4%	0%	0%
600	392	117	60	30	0	1	600	65%	20%	10%	5%	0%	0%
622	399	123	64	33	0	3	622	64%	20%	10%	5%	0%	0%
700	428	149	79	41	0	3	700	61%	21%	11%	6%	0%	0%
876	488	185	123	74	1	5	876	56%	21%	14%	8%	0%	1%
900	499	187	127	80	1	6	900	55%	21%	14%	9%	0%	1%
1000	528	217	147	99	1	8	1.000	53%	22%	15%	10%	0%	1%
1100	549	237	179	119	2	14	1.100	50%	22%	16%	11%	0%	1%
1200	567	258	209	144	5	17	1.200	47%	22%	17%	12%	0%	1%
1300	591	274	240	166	9	20	1.300	45%	21%	18%	13%	1%	2%
1400	615	295	271	185	12	22	1.400	44%	21%	19%	13%	1%	2%
1500	631	315	307	203	20	24	1.500	42%	21%	20%	14%	1%	2%
1600	646	341	343	216	27	27	1.600	40%	21%	21%	14%	2%	2%
1700	655	366	378	234	36	31	1.700	39%	22%	22%	14%	2%	2%
1800	668	382	410	259	43	38	1.800	37%	21%	23%	14%	2%	2%
2000	688	425	475	292	75	45	2.000	34%	21%	24%	15%	4%	2%
2200	707	466	541	327	110	49	2.200	32%	21%	25%	15%	5%	2%
2400	719	500	598	375	152	56	2.400	30%	21%	25%	16%	6%	2%
2500	730	519	623	392	176	60	2.500	29%	21%	25%	16%	7%	2%
2600	738	535	646	417	198	66	2.600	28%	21%	25%	16%	8%	3%
2800	744	572	692	458	253	81	2.800	27%	20%	25%	16%	9%	3%
3000	755	602	734	505	306	98	3.000	25%	20%	24%	17%	10%	3%

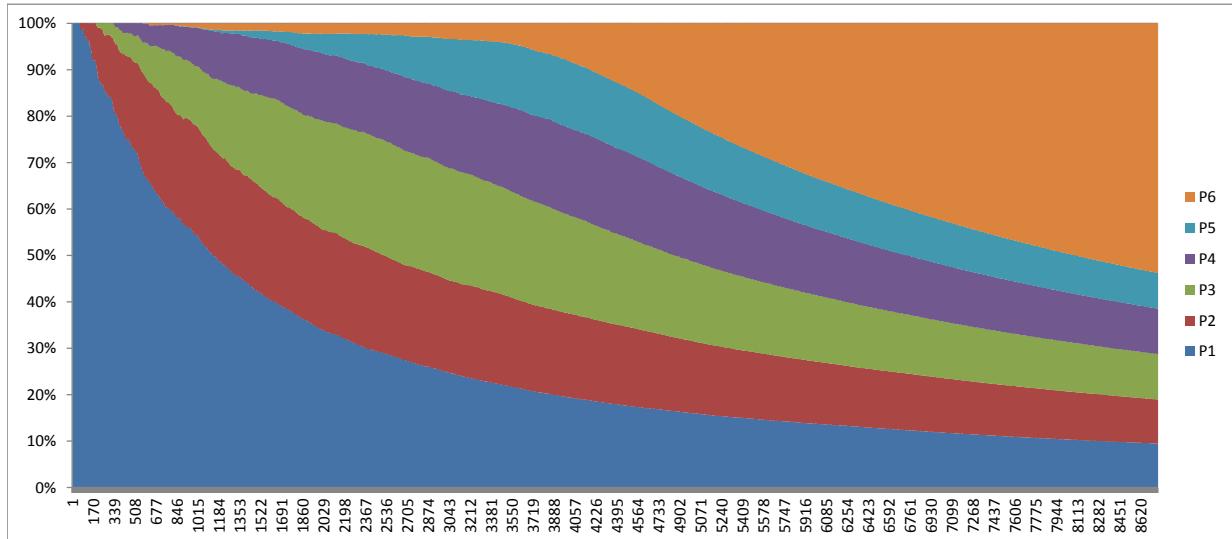
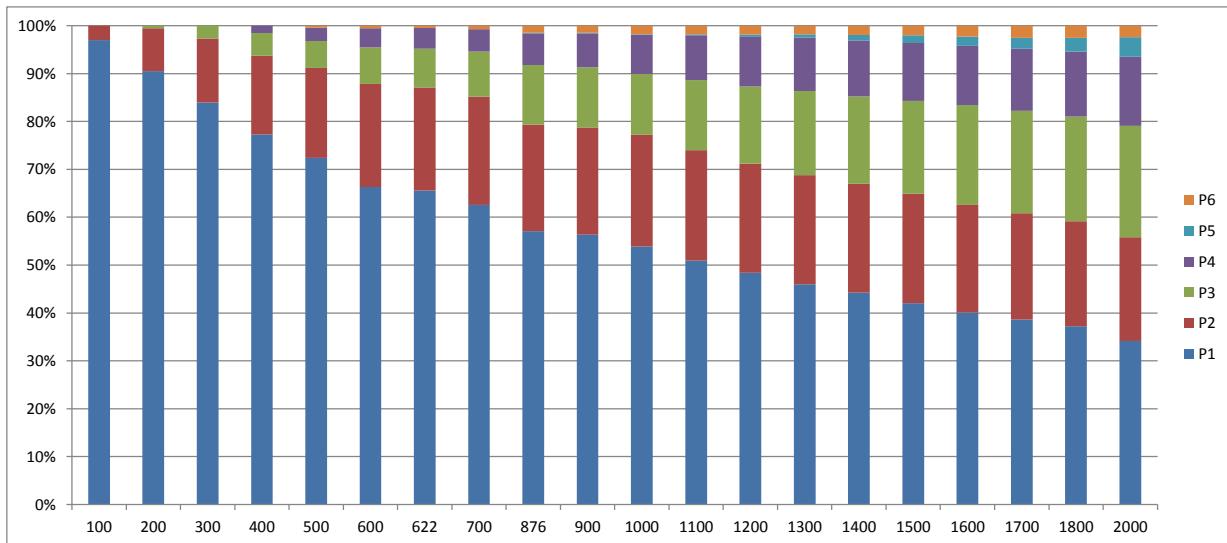


**CALENDARIO CIRCULAR 3/2014**

Distribución de las n primeras horas de la monótona por periodo horario

NT4

Nº Horas	Nº de Horas por periodo							% de horas por periodo					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	1	2	3	4	5	6
100	97	3	0	0	0	0	100	97%	3%	0%	0%	0%	0%
200	181	18	1	0	0	0	200	91%	9%	1%	0%	0%	0%
300	252	40	8	0	0	0	300	84%	13%	3%	0%	0%	0%
400	309	66	19	6	0	0	400	77%	17%	5%	2%	0%	0%
500	362	94	28	14	0	2	500	72%	19%	6%	3%	0%	0%
600	398	129	46	24	0	3	600	66%	22%	8%	4%	0%	1%
622	408	134	50	27	0	3	622	66%	22%	8%	4%	0%	0%
700	438	158	66	33	0	5	700	63%	23%	9%	5%	0%	1%
876	500	195	109	58	1	13	876	57%	22%	12%	7%	0%	1%
900	507	202	113	64	1	13	900	56%	22%	13%	7%	0%	1%
1000	539	233	127	82	1	18	1.000	54%	23%	13%	8%	0%	2%
1100	560	254	161	103	2	20	1.100	51%	23%	15%	9%	0%	2%
1200	581	273	194	124	6	22	1.200	48%	23%	16%	10%	1%	2%
1300	598	296	229	145	9	23	1.300	46%	23%	18%	11%	1%	2%
1400	619	319	255	164	16	27	1.400	44%	23%	18%	12%	1%	2%
1500	631	343	291	181	24	30	1.500	42%	23%	19%	12%	2%	2%
1600	642	359	334	198	31	36	1.600	40%	22%	21%	12%	2%	2%
1700	657	377	364	221	38	43	1.700	39%	22%	21%	13%	2%	3%
1800	670	395	394	244	51	46	1.800	37%	22%	22%	14%	3%	3%
2000	683	433	466	289	81	48	2.000	34%	22%	23%	14%	4%	2%
2200	704	474	525	325	117	55	2.200	32%	22%	24%	15%	5%	3%
2400	712	517	588	354	164	65	2.400	30%	22%	25%	15%	7%	3%
2500	723	526	619	377	185	70	2.500	29%	21%	25%	15%	7%	3%
2600	731	536	641	401	213	78	2.600	28%	21%	25%	15%	8%	3%
2800	738	574	681	447	267	93	2.800	26%	21%	24%	16%	10%	3%
3000	749	596	722	495	327	111	3.000	25%	20%	24%	17%	11%	4%



## **ANEXO IV. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA DISCRIMINACIÓN POR PERIODOS HORARIOS AL NÚMERO DE HORAS DE PUNTA**

## **Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H**

Año 2013. Calendario Orden ITC/2794/2007

### I.- Distribución de costes de potencia por periodo tarifario en función del Nº de Horas

Nivel de Tensión	Coste con cargo a Potencia por nivel de Tensión						
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h
Tp	876	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500
Te	876	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500

### II.- Costes de Transporte y Distribución a recuperar por grupo tarifario (Miles de €)

GT	Miles de €						
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h
NT0	4.883.449	4.876.787	4.868.980	4.862.238	4.855.996	4.850.643	4.844.976
2.0A	3.604.684	3.599.969	3.594.451	3.589.503	3.584.954	3.581.158	3.577.009
2.0 DHA	284.365	284.278	284.193	284.041	283.968	283.945	283.884
2.0 DHS	138	138	137	137	137	137	137
3.0A	994.262	992.402	990.198	988.557	986.937	985.403	983.947
NT1	1.323.607	1.327.868	1.333.214	1.338.075	1.342.463	1.346.307	1.350.373
3.1 A	385.526	386.460	387.669	388.851	389.879	390.711	391.690
6.1	938.081	941.407	945.546	949.223	952.584	955.595	958.683
6.2	147.525	148.174	148.857	149.394	149.815	150.255	150.731
6.3	53.596	54.347	55.046	55.597	56.081	56.604	57.078
6.4	148.805	149.805	150.885	151.678	152.626	153.173	153.822
<b>TOTAL</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>

GT	%						
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h
NT0	74,5%	74,4%	74,3%	74,2%	74,1%	74,0%	73,9%
2.0A	55,0%	54,9%	54,8%	54,7%	54,7%	54,6%	54,6%
2.0 DHA	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%
2.0 DHS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.0A	15,2%	15,1%	15,1%	15,1%	15,1%	15,0%	15,0%
NT1	20,2%	20,3%	20,3%	20,4%	20,5%	20,5%	20,6%
3.1 A	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	6,0%	6,0%
6.1	14,3%	14,4%	14,4%	14,5%	14,5%	14,6%	14,6%
6.2	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
6.3	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%
6.4	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

GT	Coste Unitario (€/MWh)							Energía
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h	
NT0	42,38	42,32	42,25	42,20	42,14	42,09	42,05	115.231
2.0A	52,12	52,05	51,97	51,90	51,83	51,78	51,72	69.163
2.0 DHA	27,09	27,09	27,08	27,06	27,06	27,05	27,05	10.496
2.0 DHS	31,24	31,21	31,18	31,16	31,13	31,11	31,10	4
3.0A	27,95	27,90	27,84	27,79	27,75	27,70	27,66	35.568
NT1	18,84	18,90	18,98	19,05	19,11	19,16	19,22	70.257
3.1 A	24,91	24,97	25,05	25,12	25,19	25,24	25,31	15.478
6.1	17,12	17,19	17,26	17,33	17,39	17,44	17,50	54.779
6.2	8,90	8,94	8,98	9,01	9,03	9,06	9,09	16.582
6.3	5,93	6,01	6,09	6,15	6,21	6,26	6,32	9.037
6.4	6,29	6,34	6,38	6,42	6,46	6,48	6,51	23.641
<b>TOTAL</b>	<b>27,93</b>	<b>27,93</b>	<b>27,93</b>	<b>27,93</b>	<b>27,93</b>	<b>27,93</b>	<b>27,93</b>	<b>234.748</b>

## Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H

Año 2013. Calendario Orden ITC/2794/2007

### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Potencia

Orden IET/107/2014						
NT	Potencia (€/kW)					
	1	2	3	4	5	6
2.0A	38,0434					
2.0 DHA	38,0434					
2.0 DHS	38,0434					
2.1A	44,4447					
2.1 DHA	44,4447					
2.1 DHS	44,4447					
3.0A	40,7289	24,4373	16,2916			
3.1 A	59,1735	36,4907	8,3677			
6.1	39,1394	19,5867	14,3342	14,3342	6,5402	
6.2	22,1583	11,0888	8,1151	8,1151	3,7026	
6.3	18,9162	9,4663	6,9278	6,9278	3,1609	
6.4	13,7063	6,8591	5,0197	5,0197	2,2903	

Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
2,50	1,50	1,00				
7,07	4,36	1,00				
5,98	2,99	2,19	2,19	2,19	1,00	
5,98	2,99	2,19	2,19	2,19	1,00	
5,98	2,99	2,19	2,19	2,19	1,00	
5,98	2,99	2,19	2,19	2,19	1,00	

Nº de horas						
Escenario	Tp	Te				
0:876h/876h	876	876				

Potencia (€/kW)						
Grupo	1	2	3	4	5	6
2.0A	27,7493	-	-	-	-	-
2.0 DHA	27,7493	-	-	-	-	-
2.0 DHS	27,7493	-	-	-	-	-
3.0A	8,8801	17,2973	1,5939	-	-	-
3.1 A	20,5790	19,0847	0,9004	-	-	-
6.1	17,0629	10,5749	6,9788	3,3857	0,3074	1,1278
6.2	12,8550	8,7402	5,9248	2,6685	0,2870	0,8930
6.3	8,1461	6,4175	4,0454	2,3204	0,2238	0,8625
6.4	10,8203	7,4533	4,9368	2,3324	0,2707	1,1232

Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
5,57	10,85	1,00				
22,86	21,20	1,00				
15,13	9,38	6,19	3,00	0,27	1,00	
14,39	9,79	6,63	2,99	0,32	1,00	
9,44	7,44	4,69	2,69	0,26	1,00	
9,63	6,64	4,40	2,08	0,24	1,00	

Nº de horas						
Escenario	Tp	Te				
1:1000h/1000h	1.000	1.000				

Potencia (€/kW)						
Grupo	1	2	3	4	5	6
2.0A	27,7104	-	-	-	-	-
2.0 DHA	27,7104	-	-	-	-	-
2.0 DHS	27,7104	-	-	-	-	-
3.0A	8,6734	17,3567	1,7024	-	-	-
3.1 A	20,3287	19,3074	1,0370	-	-	-
6.1	16,2880	10,5762	6,9898	3,7529	0,6514	1,2989
6.2	12,2153	8,7211	5,8415	2,9916	0,5476	1,1104
6.3	7,7144	6,4275	3,9905	2,6086	0,4247	1,0515
6.4	10,3134	7,4545	4,7959	2,6506	0,4446	1,3221

Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
5,09	10,20	1,00				
19,60	18,62	1,00				
12,54	8,14	5,38	2,89	0,50	1,00	
11,00	7,85	5,26	2,69	0,49	1,00	
7,34	6,11	3,80	2,48	0,40	1,00	
7,80	5,64	3,63	2,00	0,34	1,00	

Nº de horas						
Escenario	Tp	Te				
2:1100h/1100h	1.100	1.100				

Potencia (€/kW)						
Grupo	1	2	3	4	5	6
2.0A	27,6648	-	-	-	-	-
2.0 DHA	27,6648	-	-	-	-	-
2.0 DHS	27,6648	-	-	-	-	-
3.0A	8,5154	17,4236	1,7480	-	-	-
3.1 A	20,0622	19,5272	1,2168	-	-	-
6.1	15,3051	10,4892	7,1323	4,2796	0,9706	1,5242
6.2	11,5123	8,6430	5,9802	3,3348	0,7905	1,2554
6.3	7,2823	6,3657	4,0528	2,9135	0,6326	1,1698
6.4	9,6451	7,4311	4,8639	2,9368	0,7005	1,4535

Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
4,87	9,97	1,00				
16,49	16,05	1,00				
10,04	6,88	4,68	2,81	0,64	1,00	
9,17	6,88	4,76	2,66	0,63	1,00	
6,23	5,44	3,46	2,49	0,54	1,00	
6,64	5,11	3,35	2,02	0,48	1,00	

Escenario 3:1200h/1200h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
<b>Potencia (€/kW)</b>															
Grupo				1	2	3	4	5	6						
2.0A		27,6248		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		27,6248		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		27,6248		-	-	-	-	-	-						
3.0A		8,3424		17,4468		1,8580		-	-	-					
3.1 A		19,7567		19,8444		1,3399		-	-	-					
6.1		14,7845		10,3449		6,9950		4,8376		1,2092		1,6784			
6.2		11,0957		8,5345		5,8730		3,7250		0,9823		1,3770			
6.3		7,0133		6,3003		3,9805		3,2202		0,7666		1,2950			
6.4		9,3125		7,3259		4,8282		3,1752		0,7903		1,6398			
<b>Relación de precios respecto Valle</b>															
1	2	3	4	5	6										
4,49	9,39	1,00													
14,74	14,81	1,00													
8,81	6,16	4,17	2,88	0,72	1,00										
8,06	6,20	4,27	2,71	0,71	1,00										
5,42	4,87	3,07	2,49	0,59	1,00										
5,68	4,47	2,94	1,94	0,48	1,00										

Escenario 4:1300h/1300h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
<b>Potencia (€/kW)</b>															
Grupo				1	2	3	4	5	6						
2.0A		27,5880		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		27,5880		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		27,5880		-	-	-	-	-	-						
3.0A		8,2103		17,4204		1,9801		-	-	-					
3.1 A		19,4337		20,1232		1,4949		-	-	-					
6.1		14,2715		10,2510		6,8052		5,2595		1,5147		1,8725			
6.2		10,7231		8,5145		5,7121		3,9805		1,1793		1,5183			
6.3		6,7889		6,2519		3,8783		3,4255		0,9223		1,4392			
6.4		9,0105		7,2370		4,7127		3,2920		0,9575		1,9157			
<b>Relación de precios respecto Valle</b>															
1	2	3	4	5	6										
4,15	8,80	1,00													
13,00	13,46	1,00													
7,62	5,47	3,63	2,81	0,81	1,00										
7,06	5,61	3,76	2,62	0,78	1,00										
4,72	4,34	2,69	2,38	0,64	1,00										
4,70	3,78	2,46	1,72	0,50	1,00										

Escenario 5:1400h/1400h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
<b>Potencia (€/kW)</b>															
Grupo				1	2	3	4	5	6						
2.0A		27,5563		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		27,5563		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		27,5563		-	-	-	-	-	-						
3.0A		8,0119		17,5465		2,0206		-	-	-					
3.1 A		19,0984		20,4341		1,6162		-	-	-					
6.1		13,7228		10,2931		6,5876		5,6556		1,8033		2,0244			
6.2		10,3060		8,5114		5,5684		4,2779		1,3254		1,6752			
6.3		6,5146		6,2792		3,7759		3,6553		1,0293		1,5912			
6.4		8,6938		7,3076		4,5543		3,4908		1,1008		1,9985			
<b>Relación de precios respecto Valle</b>															
1	2	3	4	5	6										
3,97	8,68	1,00													
11,82	12,64	1,00													
6,78	5,08	3,25	2,79	0,89	1,00										
6,15	5,08	3,32	2,55	0,79	1,00										
4,09	3,95	2,37	2,30	0,65	1,00										
4,35	3,66	2,28	1,75	0,55	1,00										

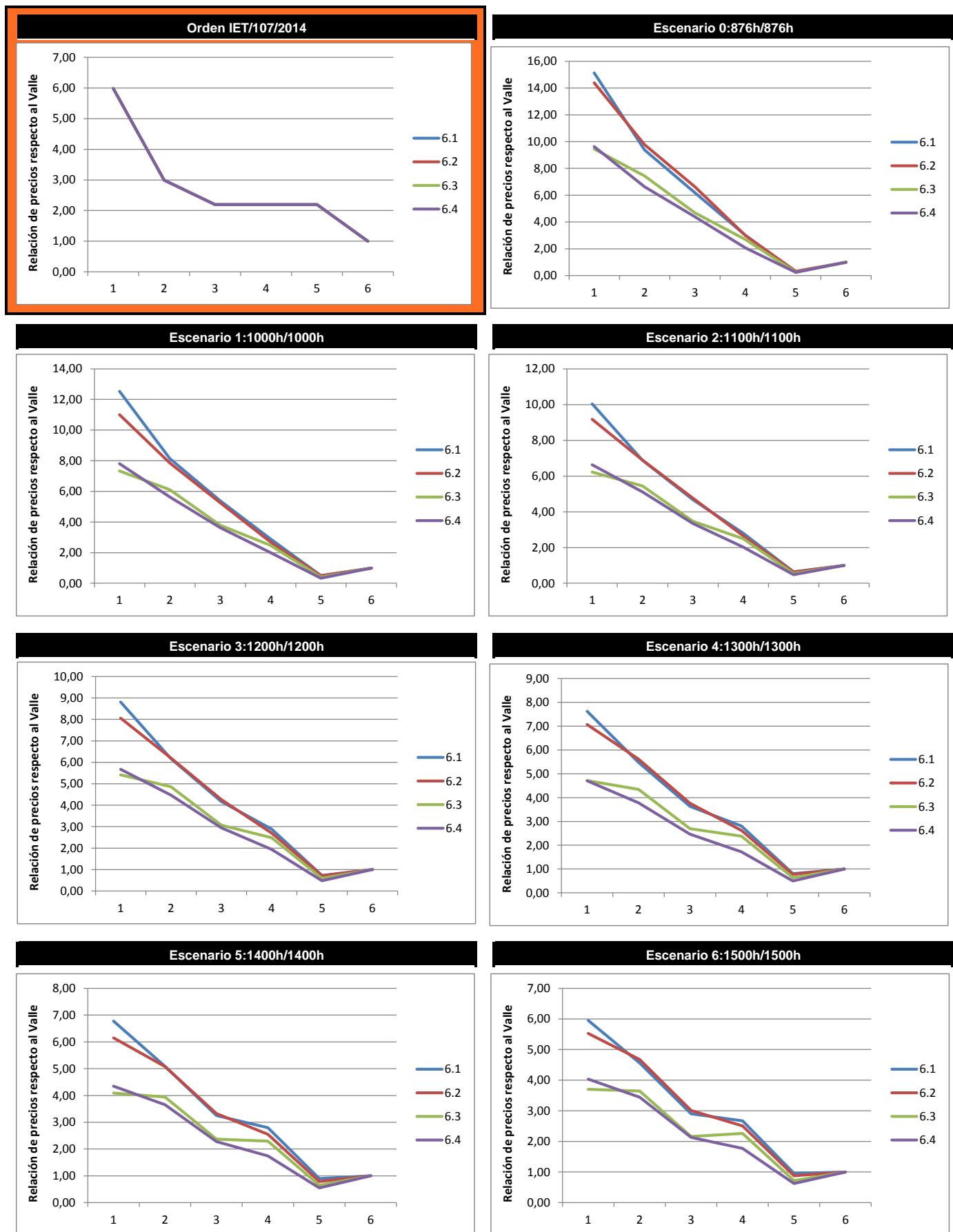
  

Escenario 6:1500h/1500h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
<b>Potencia (€/kW)</b>															
Grupo				1	2	3	4	5	6						
2.0A		27,5229		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		27,5229		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		27,5229		-	-	-	-	-	-						
3.0A		7,8680		17,5686		2,1092		-	-	-					
3.1 A		18,8451		20,6240		1,7792		-	-	-					
6.1		13,2629		10,1574		6,4654		5,9592		2,1232		2,2286			
6.2		9,9614		8,4294		5,4267		4,5164		1,5851		1,8026			
6.3		6,3059		6,2091		3,6857		3,8527		1,2243		1,7039			
6.4		8,4374		7,1974		4,4540		3,6998		1,3040		2,0908			
<b>Relación de precios respecto Valle</b>															
1	2	3	4	5	6										
3,73	8,33	1,00													
10,59	11,59	1,00													
5,95	4,56	2,90	2,67	0,95	1,00										
5,53	4,68	3,01	2,51	0,88	1,00										
3,70	3,64	2,16	2,26	0,72	1,00										
4,04	3,44	2,13	1,77	0,62	1,00										

## **Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H**

Año 2013. Calendario Orden ITC/2794/2007

### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Potencia



### Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H

Año 2013. Calendario Orden ITC/2794/2007

#### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Energía

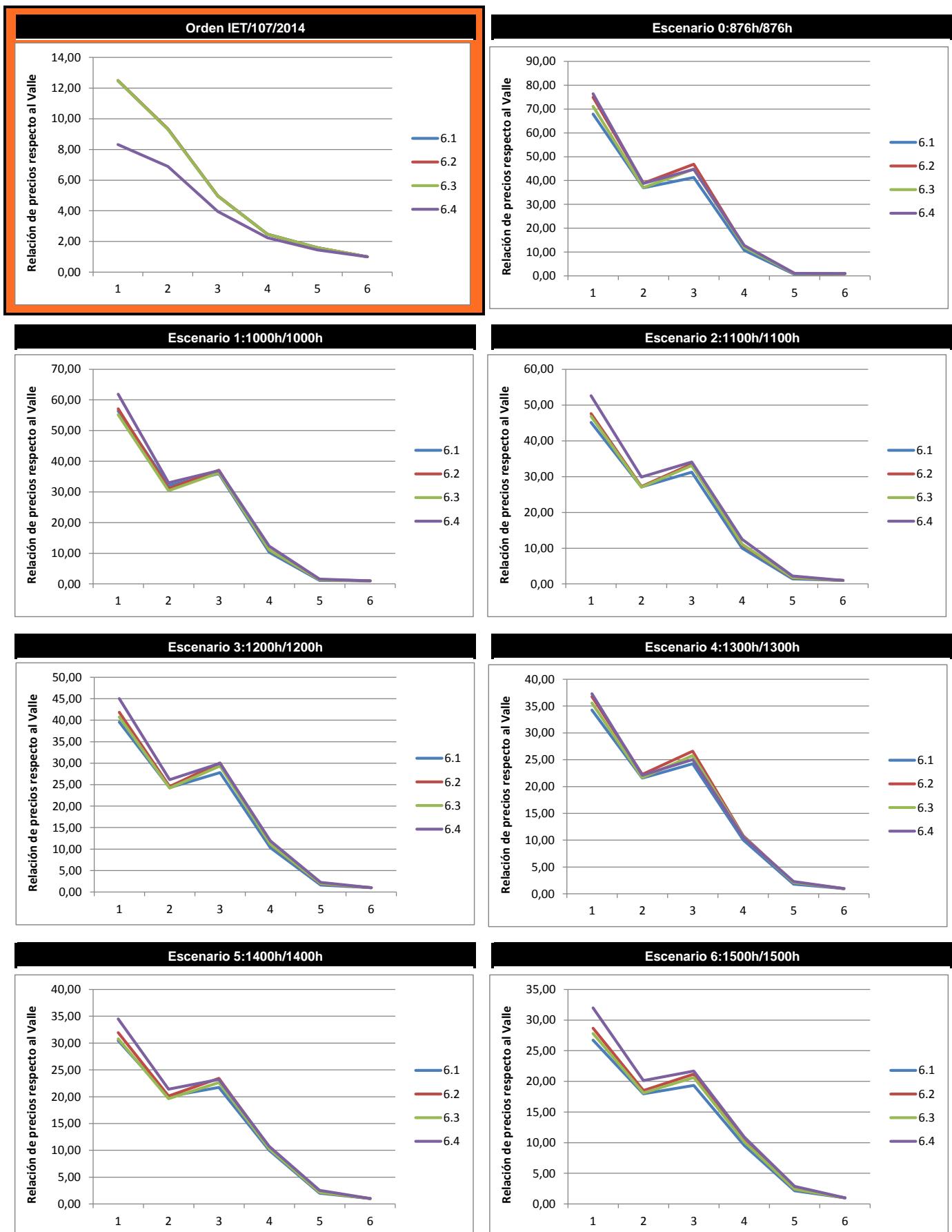
Orden IET/843/2012							Energía (€/kWh)						Relación de precios respecto Valle					
NT	Energía (€/kWh)						Relación de precios respecto Valle						1	2	3	4	5	6
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	28,00	1,00				
2.0A	0,044027						69,99	3,25	1,00									
2.0 DHA	0,062012	0,002215					5,65	1,00										
2.0 DHS	0,062012	0,002879	0,000886				11,31	2,70	1,00									
2.1A	0,057360						4,02	2,69	1,00									
2.1 DHA	0,074568	0,013192					1,84	1,63	1,00									
2.1 DHS	0,074568	0,017809	0,006596				12,48	9,32	4,97	2,47	1,60	1,00						
3.0A	0,018762	0,012575	0,004670				12,50	9,34	4,98	2,48	1,60	1,00						
3.1 A	0,014335	0,012754	0,007805				12,48	9,32	4,96	2,47	1,60	1,00						
6.1	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137	8,32	6,90	3,95	2,24	1,45	1,00						
6.2	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247												
6.3	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206												
6.4	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018												
Nº de horas							Relación de precios respecto Valle						1	2	3	4	5	6
Escenario	Tp	Te					1	2	3	4	5	6	28,00	1,00				
0:876h/876h	876	876																
Orden IET/843/2012							Energía (€/kWh)						Relación de precios respecto Valle					
Grupo	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	0,005973	-	-	-	-	-	3,48	1,00										
2.0 DHA	0,008170	0,002346	-	-	-	-	14,98	6,18	1,00									
2.0 DHS	0,009352	0,003860	0,000624	-	-	-	27,61	17,93	1,00									
3.0A	0,011382	0,007392	0,000412	-	-	-	27,38	25,06	1,00									
3.1 A	0,008874	0,008121	0,000324	-	-	-	67,93	36,96	41,28	10,72	0,61	1,00						
6.1	0,026594	0,014467	0,016158	0,004196	0,000240	0,000391	74,96	38,87	46,86	12,32	0,88	1,00						
6.2	0,013382	0,006939	0,008366	0,002200	0,000156	0,000179	71,13	37,03	44,80	12,03	0,87	1,00						
6.3	0,011148	0,005803	0,007021	0,001885	0,000136	0,000157	76,39	38,82	44,74	12,79	1,11	1,00						
6.4	0,011576	0,005883	0,006780	0,001938	0,000168	0,000152												
Nº de horas							Relación de precios respecto Valle						1	2	3	4	5	6
Escenario	Tp	Te					1	2	3	4	5	6	28,00	1,00				
1:1000h/1000h	1.000	1.000																
Orden IET/843/2012							Energía (€/kWh)						Relación de precios respecto Valle					
Grupo	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	0,005970	-	-	-	-	-												
2.0 DHA	0,008129	0,002405	-	-	-	-												
2.0 DHS	0,009314	0,003854	0,000718	-	-	-												
3.0A	0,011147	0,007409	0,000474	-	-	-												
3.1 A	0,008699	0,008149	0,000373	-	-	-												
6.1	0,025388	0,014469	0,016187	0,004651	0,000511	0,000450												
6.2	0,012716	0,006923	0,008251	0,002465	0,000299	0,000223												
6.3	0,010554	0,005813	0,006928	0,002118	0,000259	0,000191												
6.4	0,011033	0,005884	0,006587	0,002202	0,000276	0,000178												
Nº de horas							Relación de precios respecto Valle						1	2	3	4	5	6
Escenario	Tp	Te					1	2	3	4	5	6	28,00	1,00				
2:1100h/1100h	1.100	1.100																
Orden IET/843/2012							Energía (€/kWh)						Relación de precios respecto Valle					
Grupo	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	0,005966	-	-	-	-	-												
2.0 DHA	0,008080	0,002477	-	-	-	-												
2.0 DHS	0,009264	0,003843	0,000843	-	-	-												
3.0A	0,010893	0,007417	0,000557	-	-	-												
3.1 A	0,008516	0,008174	0,000438	-	-	-												
6.1	0,023855	0,014350	0,016517	0,005304	0,000760	0,000529												
6.2	0,011986	0,006860	0,008449	0,002749	0,000431	0,000252												
6.3	0,009967	0,005755	0,007037	0,002367	0,000384	0,000213												
6.4	0,010318	0,005865	0,006680	0,002440	0,000435	0,000196												

Escenario 3:1200h/1200h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A		0,005961		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		0,008037		0,002529	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0,009221		0,003848	0,000929	-	-	-	-						
3.0A		0,010663		0,007447	0,000613	-	-	-	-						
3.1 A		0,008339		0,008212	0,000482	-	-	-	-						
6.1		0,023045		0,014152	0,016198	0,005998	0,000948	0,000582	-						
6.2		0,011552		0,006774	0,008296	0,003072	0,000537	0,000276	-						
6.3		0,009598		0,005697	0,006910	0,002618	0,000467	0,000235	-						
6.4		0,009963		0,005782	0,006631	0,002638	0,000491	0,000221	-						
Escenario 4:1300h/1300h		Energía (€/kWh)						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6		
2.0A		0,005956	-	-	-	-	-	-							
2.0 DHA		0,007990		0,002590	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0,009172		0,003850	0,001036	-	-	-	-						
3.0A		0,010424		0,007470	0,000684	-	-	-	-						
3.1 A		0,008154		0,008244	0,000538	-	-	-	-						
6.1		0,022244		0,014023	0,015759	0,006522	0,001188	0,000650	-						
6.2		0,011164		0,006761	0,008068	0,003285	0,000645	0,000304	-						
6.3		0,009291		0,005655	0,006732	0,002787	0,000562	0,000261	-						
6.4		0,009639		0,005712	0,006473	0,002735	0,000595	0,000258	-						
Escenario 5:1400h/1400h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A		0,005954	-	-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		0,007949		0,002649	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0,009134		0,003855	0,001120	-	-	-	-						
3.0A		0,010155		0,007510	0,000739	-	-	-	-						
3.1 A		0,007944		0,008289	0,000581	-	-	-	-						
6.1		0,021389		0,014081	0,015254	0,007014	0,001415	0,000702	-						
6.2		0,010728		0,006756	0,007867	0,003531	0,000724	0,000336	-						
6.3		0,008913		0,005677	0,006555	0,002975	0,000626	0,000289	-						
6.4		0,009301		0,005768	0,006255	0,002900	0,000684	0,000270	-						
Escenario 6:1500h/1500h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A		0,005950	-	-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		0,007906		0,002706	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0,009084		0,003853	0,001234	-	-	-	-						
3.0A		0,009973		0,007515	0,000815	-	-	-	-						
3.1 A		0,007805		0,008304	0,000641	-	-	-	-						
6.1		0,020672		0,013895	0,014972	0,007390	0,001666	0,000774	-						
6.2		0,010368		0,006692	0,007666	0,003727	0,000867	0,000362	-						
6.3		0,008626		0,005615	0,006398	0,003135	0,000745	0,000310	-						
6.4		0,009026		0,005681	0,006117	0,003074	0,000811	0,000282	-						

## **Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H**

Año 2013. Calendario Orden ITC/2794/2007

### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Energía



## **Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H**

Año 2014. Calendario Orden ITC/2794/2007

### I.- Distribución de costes de potencia por periodo tarifario en función del Nº de Horas

Nivel de Tensión	Coste con cargo a Potencia por nivel de Tensión						
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h
Tp	876	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500
Te	876	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500

### II.- Costes de Transporte y Distribución a recuperar por grupo tarifario (Miles de €)

GT	Miles de €						
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h
NT0	4.799.636	4.793.064	4.784.194	4.775.253	4.766.733	4.760.745	4.755.147
2.0A	3.540.699	3.536.137	3.529.767	3.523.280	3.517.081	3.512.772	3.508.837
2.0 DHA	281.920	281.874	281.515	281.140	280.822	280.609	280.445
2.0 DHS	225	225	225	226	226	226	226
3.0A	976.792	974.828	972.686	970.608	968.604	967.139	965.640
NT1	1.196.294	1.200.229	1.206.574	1.213.170	1.219.742	1.223.997	1.228.101
3.1 A	343.961	344.948	346.646	348.447	350.212	351.344	352.355
6.1	852.333	855.281	859.928	864.723	869.530	872.653	875.747
6.2	133.579	134.206	134.933	135.706	136.282	136.796	137.273
6.3	50.195	50.785	51.445	52.042	52.505	52.945	53.313
6.4	131.955	133.375	134.512	135.487	136.396	137.175	137.824
<b>TOTAL</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>

GT	%						
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h
NT0	76,0%	75,9%	75,8%	75,7%	75,5%	75,4%	75,3%
2.0A	56,1%	56,0%	55,9%	55,8%	55,7%	55,7%	55,6%
2.0 DHA	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,4%	4,4%
2.0 DHS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.0A	15,5%	15,4%	15,4%	15,4%	15,3%	15,3%	15,3%
NT1	19,0%	19,0%	19,1%	19,2%	19,3%	19,4%	19,5%
3.1 A	5,4%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,6%	5,6%
6.1	13,5%	13,6%	13,6%	13,7%	13,8%	13,8%	13,9%
6.2	2,1%	2,1%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
6.3	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
6.4	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

GT	Coste Unitario (€/MWh)						
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h
NT0	41,85	41,79	41,71	41,63	41,56	41,51	41,46
2.0A	51,54	51,47	51,38	51,28	51,19	51,13	51,07
2.0 DHA	26,48	26,48	26,45	26,41	26,38	26,36	26,35
2.0 DHS	32,61	32,66	32,67	32,68	32,69	32,70	32,70
3.0A	27,64	27,58	27,52	27,46	27,41	27,36	27,32
NT1	16,92	16,98	17,07	17,16	17,25	17,31	17,37
3.1 A	22,36	22,43	22,54	22,65	22,77	22,84	22,91
6.1	15,41	15,46	15,54	15,63	15,72	15,77	15,83
6.2	7,97	8,01	8,05	8,10	8,13	8,16	8,19
6.3	5,50	5,57	5,64	5,70	5,76	5,80	5,84
6.4	5,62	5,68	5,73	5,77	5,81	5,84	5,87
<b>TOTAL</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>

Energía
GWh
114.699
68.704
10.645
7
35.343
<b>70.702</b>
15.381
55.322
<b>16.755</b>
9.122
<b>23.470</b>
234.748

## Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H

Año 2014. Calendario Orden ITC/2794/2007

### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Potencia

Orden IET/107/2014						
NT	Potencia (€/kW)					
	1	2	3	4	5	6
2.0A	38,0434					
2.0 DHA	38,0434					
2.0 DHS	38,0434					
2.1A	44,4447					
2.1 DHA	44,4447					
2.1 DHS	44,4447					
3.0A	40,7289	24,4373	16,2916			
3.1 A	59,1735	36,4907	8,3677			
6.1	39,1394	19,5867	14,3342	14,3342	6,5402	
6.2	22,1583	11,0888	8,1151	8,1151	3,7026	
6.3	18,9162	9,4663	6,9278	6,9278	3,1609	
6.4	13,7063	6,8591	5,0197	5,0197	2,2903	

Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
2,50	1,50	1,00				
7,07	4,36	1,00				
5,98	2,99	2,19	2,19	2,19	1,00	
5,98	2,99	2,19	2,19	2,19	1,00	
5,98	2,99	2,19	2,19	2,19	1,00	
5,98	2,99	2,19	2,19	2,19	1,00	

Nº de horas						
Escenario	Tp	Te				
0:876h/876h	876	876				
Grupo	1	2	3	4	5	6
2.0A	27,4338	-	-	-	-	-
2.0 DHA	27,4338	-	-	-	-	-
2.0 DHS	27,4338	-	-	-	-	-
3.0A	8,2087	17,3050	1,9428	-	-	-
3.1 A	15,9595	18,5458	1,2331	-	-	-
6.1	15,8238	10,9487	4,2363	2,2450	0,0523	1,5460
6.2	12,1931	9,0254	3,4902	1,6432	0,0386	1,1753
6.3	8,9857	6,4623	2,8143	1,3504	0,0315	1,1650
6.4	10,1551	7,9289	3,0783	1,4473	0,0273	1,2306

Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
4,23	8,91	1,00				
12,94	15,04	1,00				
10,24	7,08	2,74	1,45	0,03	1,00	
10,37	7,68	2,97	1,40	0,03	1,00	
7,71	5,55	2,42	1,16	0,03	1,00	
8,25	6,44	2,50	1,18	0,02	1,00	

Nº de horas						
Escenario	Tp	Te				
1:1000h/1000h	1.000	1.000				
Grupo	1	2	3	4	5	6
2.0A	27,3959	-	-	-	-	-
2.0 DHA	27,3959	-	-	-	-	-
2.0 DHS	27,3959	-	-	-	-	-
3.0A	8,0754	17,1867	2,1574	-	-	-
3.1 A	15,8847	18,5316	1,4202	-	-	-
6.1	15,0494	10,6858	4,6964	2,6922	0,0458	1,7807
6.2	11,6310	8,7917	3,7815	2,0473	0,0338	1,3479
6.3	8,5747	6,3066	3,0478	1,6550	0,0276	1,3301
6.4	9,6746	7,6494	3,2686	1,9017	0,0240	1,4449

Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
3,74	7,97	1,00				
11,18	13,05	1,00				
8,45	6,00	2,64	1,51	0,03	1,00	
8,63	6,52	2,81	1,52	0,03	1,00	
6,45	4,74	2,29	1,24	0,02	1,00	
6,70	5,29	2,26	1,32	0,02	1,00	

Nº de horas						
Escenario	Tp	Te				
2:1100h/1100h	1.100	1.100				
Grupo	1	2	3	4	5	6
2.0A	27,3426	-	-	-	-	-
2.0 DHA	27,3426	-	-	-	-	-
2.0 DHS	27,3426	-	-	-	-	-
3.0A	7,9468	17,1796	2,2400	-	-	-
3.1 A	15,7997	18,7719	1,4855	-	-	-
6.1	14,3899	10,4731	4,9764	3,3516	0,1206	1,8625
6.2	11,0695	8,5802	3,9786	2,5397	0,1114	1,4633
6.3	8,1576	6,1480	3,1536	2,1376	0,1006	1,4244
6.4	9,2455	7,4286	3,4172	2,3552	0,1089	1,5012

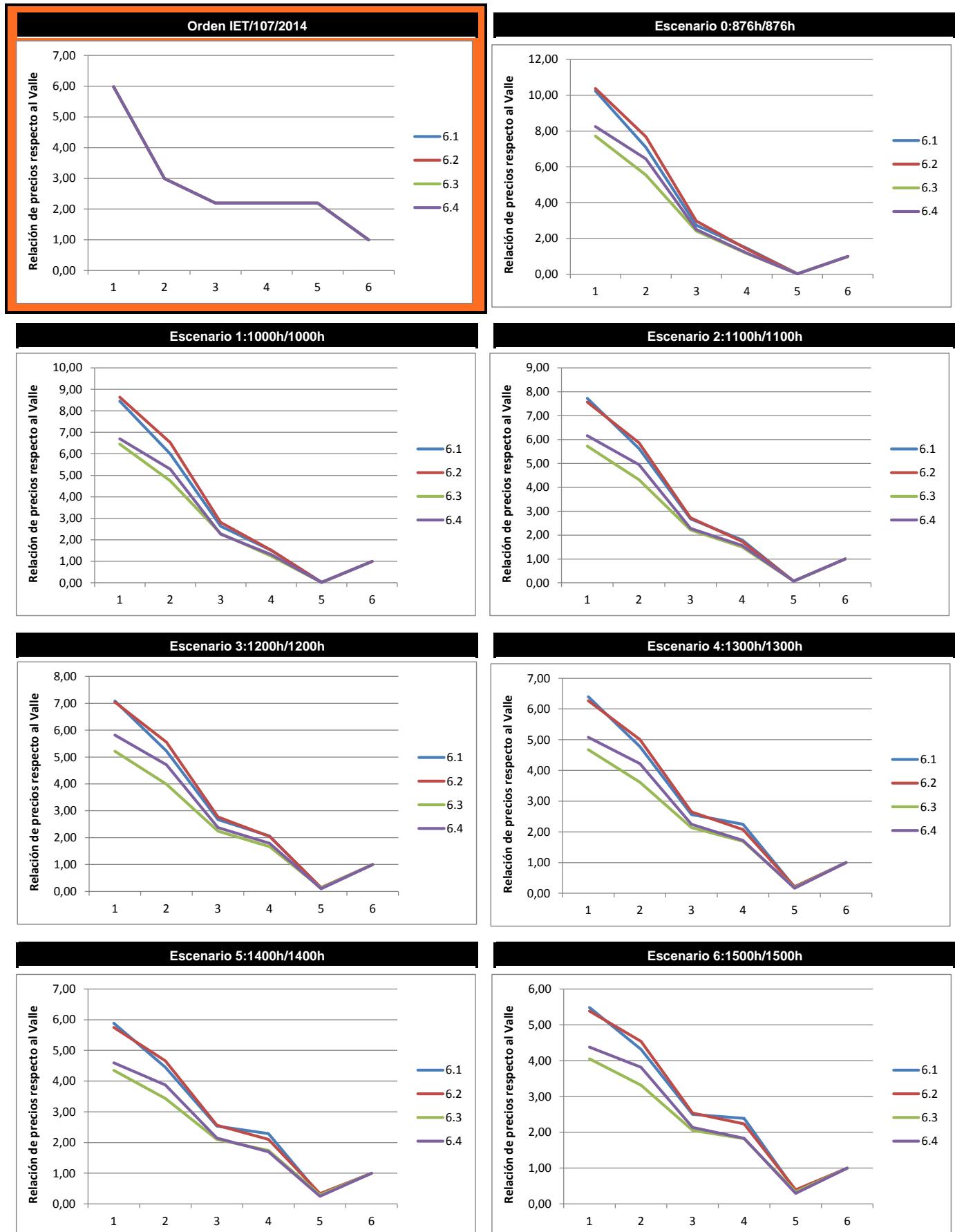
Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
3,55	7,67	1,00				
10,64	12,64	1,00				
7,73	5,62	2,67	1,80	0,06	1,00	
7,56	5,86	2,72	1,74	0,08	1,00	
5,73	4,32	2,21	1,50	0,07	1,00	
6,16	4,95	2,28	1,57	0,07	1,00	

Escenario 3:1200h/1200h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
<b>Potencia (€/kW)</b>															
Grupo		1		2		3		4		5		6			
2.0A		27,2888		-		-		-		-		-			
2.0 DHA		27,2888		-		-		-		-		-			
2.0 DHS		27,2888		-		-		-		-		-			
3.0A		7,8464		17,2119		2,2542		-		-		-			
3.1 A		15,7162		19,0119		1,5564		-		-		-			
6.1		13,8159		10,1907		5,2122		4,0309		0,2033		1,9514			
6.2		10,5863		8,3488		4,1674		3,0679		0,2203		1,5030			
6.3		7,7936		5,9607		3,3554		2,4929		0,1955		1,4944			
6.4		8,8880		7,2067		3,6318		2,7331		0,1597		1,5290			
<b>Relación de precios respecto Valle</b>															
1		3,48		7,64		1,00									
2		10,10		12,22		1,00									
3		7,08		5,22		2,67		2,07		0,10		1,00			
4		7,04		5,55		2,77		2,04		0,15		1,00			
5		5,22		3,99		2,25		1,67		0,13		1,00			
6		5,81		4,71		2,38		1,79		0,10		1,00			
Escenario 4:1300h/1300h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
<b>Potencia (€/kW)</b>															
Grupo		1		2		3		4		5		6			
2.0A		27,2382		-		-		-		-		-			
2.0 DHA		27,2382		-		-		-		-		-			
2.0 DHS		27,2382		-		-		-		-		-			
3.0A		7,7261		17,1733		2,3629		-		-		-			
3.1 A		15,5827		19,2642		1,6542		-		-		-			
6.1		13,2598		9,8990		5,3229		4,6538		0,4167		2,0740			
6.2		10,1813		8,1314		4,3107		3,3689		0,3543		1,6245			
6.3		7,5220		5,8174		3,4402		2,7194		0,2976		1,6095			
6.4		8,5129		7,0714		3,7715		2,8833		0,2764		1,6761			
<b>Relación de precios respecto Valle</b>															
1		3,27		7,27		1,00									
2		9,42		11,65		1,00									
3		6,39		4,77		2,57		2,24		0,20		1,00			
4		6,27		5,01		2,65		2,07		0,22		1,00			
5		4,67		3,61		2,14		1,69		0,18		1,00			
6		5,08		4,22		2,25		1,72		0,16		1,00			
Escenario 5:1400h/1400h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
<b>Potencia (€/kW)</b>															
Grupo		1		2		3		4		5		6			
2.0A		27,2032		-		-		-		-		-			
2.0 DHA		27,2032		-		-		-		-		-			
2.0 DHS		27,2032		-		-		-		-		-			
3.0A		7,6462		17,1172		2,4643		-		-		-			
3.1 A		15,5398		19,3633		1,7347		-		-		-			
6.1		12,7987		9,6819		5,5116		4,9818		0,6145		2,1750			
6.2		9,8248		7,9642		4,3848		3,5944		0,5695		1,7091			
6.3		7,2400		5,7207		3,5042		2,9033		0,4933		1,6643			
6.4		8,2082		6,9230		3,8329		3,0317		0,4449		1,7857			
<b>Relación de precios respecto Valle</b>															
1		3,10		6,95		1,00									
2		8,96		11,16		1,00									
3		5,88		4,45		2,53		2,29		0,28		1,00			
4		5,75		4,66		2,57		2,10		0,33		1,00			
5		4,35		3,44		2,11		1,74		0,30		1,00			
6		4,60		3,88		2,15		1,70		0,25		1,00			
Escenario 6:1500h/1500h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
<b>Potencia (€/kW)</b>															
Grupo		1		2		3		4		5		6			
2.0A		27,1695		-		-		-		-		-			
2.0 DHA		27,1695		-		-		-		-		-			
2.0 DHS		27,1695		-		-		-		-		-			
3.0A		7,5407		17,1249		2,5286		-		-		-			
3.1 A		15,4180		19,5708		1,7837		-		-		-			
6.1		12,2621		9,6493		5,5918		5,3474		0,8168		2,2365			
6.2		9,4169		7,9378		4,4330		3,9079		0,6856		1,7479			
6.3		6,9547		5,7006		3,5349		3,1270		0,5801		1,7180			
6.4		7,8970		6,8852		3,8497		3,3073		0,5270		1,8043			
<b>Relación de precios respecto Valle</b>															
1		2,98		6,77		1,00									
2		8,64		10,97		1,00									
3		5,48		4,31		2,50		2,39		0,37		1,00			
4		5,39		4,54		2,54		2,24		0,39		1,00			
5		4,05		3,32		2,06		1,82		0,34		1,00			
6		4,38		3,82		2,13		1,83		0,29		1,00			

## Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H

Año 2014. Calendario Orden ITC/2794/2007

### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Potencia



## Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H

Año 2014. Calendario Orden ITC/2794/2007

### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Energía

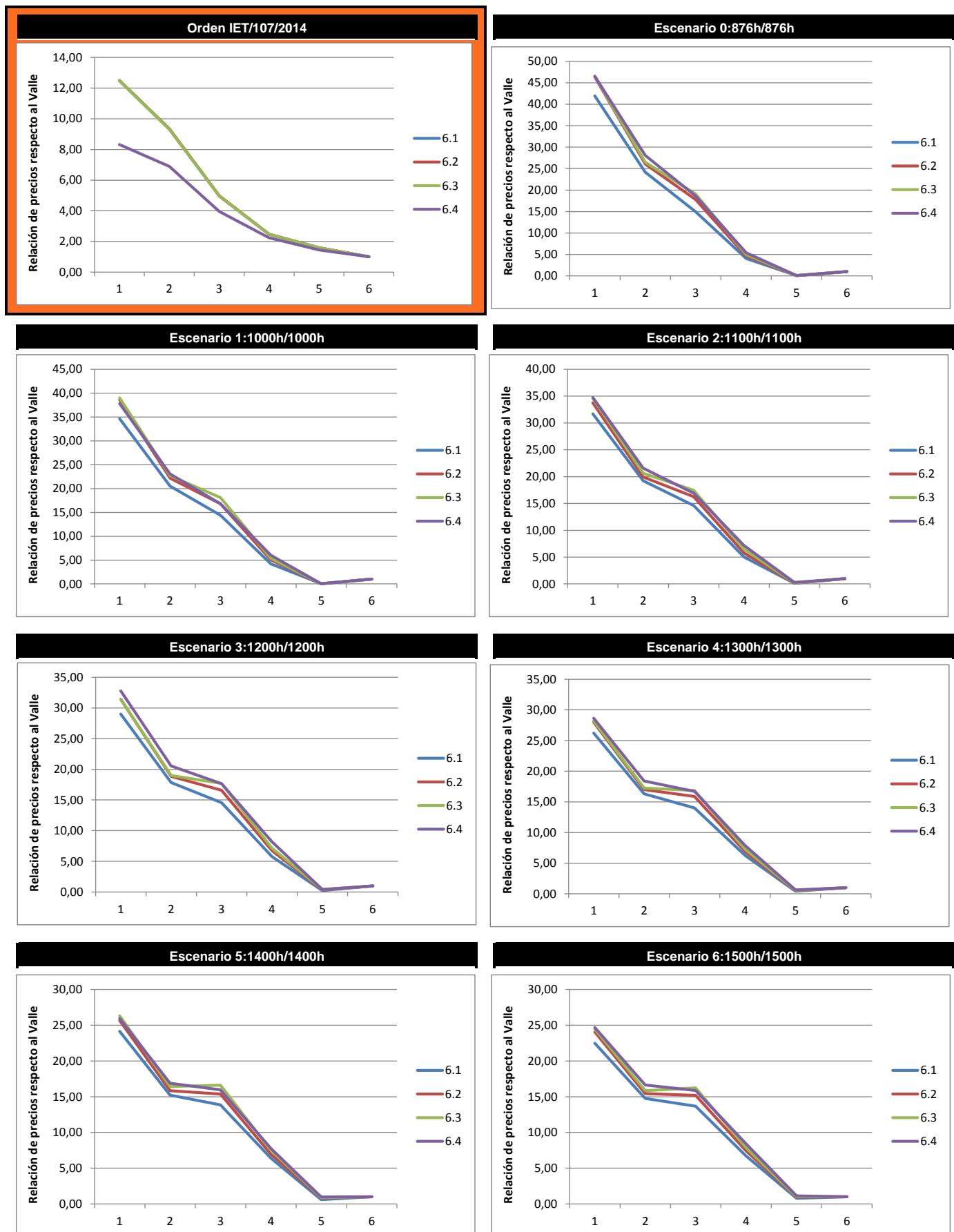
NT	Orden IET/107/2014						Relación de precios respecto Valle					
	Energía (€/kWh)						Relación de precios respecto Valle					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	0,044027						28,00	1,00				
2.0 DHA	0,062012	0,002215					69,99	3,25	1,00			
2.0 DHS	0,062012	0,002879	0,000886				5,65	1,00				
2.1A	0,057360						11,31	2,70	1,00			
2.1 DHA	0,074568	0,013192					4,02	2,69	1,00			
2.1 DHS	0,074568	0,017809	0,006596				1,84	1,63	1,00			
3.0A	0,018762	0,012575	0,004670				12,48	9,32	4,97	2,47	1,60	1,00
3.1 A	0,014335	0,012754	0,007805				12,50	9,34	4,98	2,48	1,60	1,00
6.1	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137	12,48	9,32	4,96	2,47	1,60	1,00
6.2	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247	8,32	6,90	3,95	2,24	1,45	1,00
6.3	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206						
6.4	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018						
Nº de horas												
Escenario		Tp	Te									
0:876h/876h		876	876									
Energía (€/kWh)												
Grupo		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5
2.0A	0,005747	-	-	-	-	-	-	2,77	1,00			
2.0 DHA	0,007477	0,002704	-	-	-	-	-	9,44	5,74	1,00		
2.0 DHS	0,006625	0,004027	0,000702	-	-	-	-	14,72	10,75	1,00		
3.0A	0,010130	0,007400	0,000688	-	-	-	-	14,44	14,63	1,00		
3.1 A	0,007652	0,007748	0,000530	-	-	-	-	41,94	24,20	14,95	4,06	0,07
6.1	0,026984	0,015570	0,009622	0,002611	0,000048	0,000643	46,34	26,08	17,78	4,63	0,08	1,00
6.2	0,013664	0,007690	0,005244	0,001366	0,000024	0,000295	46,59	26,47	19,05	4,99	0,08	1,00
6.3	0,010816	0,006144	0,004423	0,001158	0,000019	0,000232	46,54	28,08	18,59	5,38	0,09	1,00
6.4	0,010511	0,006341	0,004198	0,001215	0,000020	0,000226						
Nº de horas												
Escenario		Tp	Te									
1:1000h/1000h		1.000	1.000									
Energía (€/kWh)												
Grupo		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5
2.0A	0,005744	-	-	-	-	-	-	12,65	9,26	1,00		
2.0 DHA	0,007427	0,002772	-	-	-	-	-	12,46	12,64	1,00		
2.0 DHS	0,006725	0,004081	0,000808	-	-	-	-	34,63	20,51	14,40	4,22	0,06
3.0A	0,010027	0,007343	0,000793	-	-	-	-	38,58	22,18	16,82	5,04	0,06
3.1 A	0,007598	0,007712	0,000610	-	-	-	-	39,01	22,67	18,11	5,35	0,06
6.1	0,025663	0,015198	0,010670	0,003129	0,000042	0,000741	37,76	23,07	16,81	6,02	0,06	1,00
6.2	0,013035	0,007493	0,005682	0,001703	0,000021	0,000338						
6.3	0,010322	0,005998	0,004793	0,001416	0,000017	0,000265						
6.4	0,010014	0,006117	0,004458	0,001597	0,000017	0,000265						
Nº de horas												
Escenario		Tp	Te									
2:1100h/1100h		1.100	1.100									
Energía (€/kWh)												
Grupo		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5
2.0A	0,005740	-	-	-	-	-	-	11,94	8,86	1,00		
2.0 DHA	0,007392	0,002805	-	-	-	-	-	11,77	12,11	1,00		
2.0 DHS	0,006818	0,004145	0,000844	-	-	-	-	31,69	19,24	14,60	5,03	0,14
3.0A	0,009889	0,007342	0,000828	-	-	-	-	33,75	19,90	16,27	5,75	0,18
3.1 A	0,007507	0,007721	0,000638	-	-	-	-	34,59	20,60	17,46	6,45	0,21
6.1	0,024539	0,014897	0,011308	0,003895	0,000110	0,000774	34,73	21,56	16,91	7,18	0,28	1,00
6.2	0,012404	0,007314	0,005978	0,002112	0,000067	0,000367						
6.3	0,009818	0,005848	0,004958	0,001831	0,000060	0,000284						
6.4	0,009570	0,005941	0,004660	0,001978	0,000078	0,000276						

Escenario 3:1200h/1200h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A		0,005735		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		0,007356		0,002837	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0,006900		0,004213	0,000885	-	-	-	-						
3.0A		0,009768		0,007338	0,000869	-	-	-	-						
3.1 A		0,007428		0,007728	0,000669	-	-	-	-						
6.1		0,023562		0,014496	0,011842	0,004686	0,000185	0,000812							
6.2		0,011861		0,007118	0,006262	0,002551	0,000135	0,000377							
6.3		0,009378		0,005670	0,005275	0,002136	0,000119	0,000298							
6.4		0,009200		0,005763	0,004953	0,002295	0,000114	0,000281							
Escenario 4:1300h/1300h		Energía (€/kWh)						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6		
2.0A		0,005730	-	-	-	-	-								
2.0 DHA		0,007310		0,002879	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0,006955		0,004281	0,000940	-	-	-	-						
3.0A		0,009620		0,007335	0,000922	-	-	-	-						
3.1 A		0,007326		0,007739	0,000710	-	-	-	-						
6.1		0,022613		0,014080	0,012093	0,005414	0,000381	0,000862							
6.2		0,011408		0,006931	0,006477	0,002801	0,000216	0,000408							
6.3		0,009053		0,005533	0,005407	0,002332	0,000179	0,000321							
6.4		0,008811		0,005655	0,005144	0,002421	0,000197	0,000308							
Escenario 5:1400h/1400h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A		0,005725	-	-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		0,007279		0,002909	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0,007005		0,004320	0,000986	-	-	-	-						
3.0A		0,009547		0,007316	0,000967	-	-	-	-						
3.1 A		0,007281		0,007731	0,000744	-	-	-	-						
6.1		0,021826		0,013770	0,012524	0,005797	0,000561	0,000904							
6.2		0,011009		0,006788	0,006588	0,002989	0,000348	0,000429							
6.3		0,008714		0,005442	0,005508	0,002491	0,000297	0,000331							
6.4		0,008496		0,005537	0,005227	0,002546	0,000318	0,000328							
Escenario 6:1500h/1500h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A		0,005724	-	-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		0,007250		0,002943	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0,007048		0,004362	0,001014	-	-	-	-						
3.0A		0,009392		0,007330	0,000995	-	-	-	-						
3.1 A		0,007170		0,007750	0,000766	-	-	-	-						
6.1		0,020911		0,013724	0,012706	0,006221	0,000747	0,000930							
6.2		0,010551		0,006766	0,006661	0,003249	0,000419	0,000439							
6.3		0,008370		0,005423	0,005557	0,002682	0,000350	0,000342							
6.4		0,008174		0,005506	0,005250	0,002777	0,000376	0,000331							

## Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H

Año 2014. Calendario Orden ITC/2794/2007

### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Energía



## **Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H**

Año 2014. Calendario Circular 3/2014

### I.- Distribución de costes de potencia por periodo tarifario en función del Nº de Horas

Nivel de Tensión	Coste con cargo a Potencia por nivel de Tensión						
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h
Tp	876	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500
Te	876	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500

### II.- Costes de Transporte y Distribución a recuperar por grupo tarifario (Miles de €)

GT	Miles de €						
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h
NT0	4.642.060	4.630.717	4.618.772	4.607.086	4.597.540	4.589.791	4.582.329
2.0A	3.428.306	3.419.393	3.409.803	3.400.419	3.392.695	3.386.440	3.380.469
2.0 DHA	272.166	271.697	270.951	270.192	269.526	268.990	268.596
2.0 DHS	211	211	211	210	210	209	209
3.0A	941.377	939.416	937.808	936.265	935.110	934.152	933.055
NT1	1.348.855	1.358.588	1.369.297	1.379.734	1.388.264	1.394.955	1.401.275
3.1 A	400.912	403.725	406.925	410.046	412.585	414.570	416.410
6.1	947.944	954.863	962.372	969.688	975.679	980.385	984.864
6.2	139.736	140.425	141.107	141.765	142.306	142.719	143.185
6.3	50.925	51.309	51.637	51.936	52.169	52.379	52.629
6.4	130.082	130.620	130.845	131.137	131.379	131.814	132.240
<b>TOTAL</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>	<b>6.311.658</b>

GT	%						
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h
NT0	73,5%	73,4%	73,2%	73,0%	72,8%	72,7%	72,6%
2.0A	54,3%	54,2%	54,0%	53,9%	53,8%	53,7%	53,6%
2.0 DHA	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%
2.0 DHS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.0A	14,9%	14,9%	14,9%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%
NT1	21,4%	21,5%	21,7%	21,9%	22,0%	22,1%	22,2%
3.1 A	6,4%	6,4%	6,4%	6,5%	6,5%	6,6%	6,6%
6.1	15,0%	15,1%	15,2%	15,4%	15,5%	15,5%	15,6%
6.2	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%
6.3	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
6.4	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

GT	Coste Unitario (€/MWh)							Energía
	Escenario 0:876h/876h	Escenario 1:1000h/1000h	Escenario 2:1100h/1100h	Escenario 3:1200h/1200h	Escenario 4:1300h/1300h	Escenario 5:1400h/1400h	Escenario 6:1500h/1500h	
NT0	40,47	40,37	40,27	40,17	40,08	40,02	39,95	114.699
2.0A	49,90	49,77	49,63	49,49	49,38	49,29	49,20	68.704
2.0 DHA	25,57	25,52	25,45	25,38	25,32	25,27	25,23	10.645
2.0 DHS	30,64	30,59	30,51	30,43	30,36	30,30	30,25	7
3.0A	26,64	26,58	26,53	26,49	26,46	26,43	26,40	35.343
NT1	19,08	19,22	19,37	19,51	19,64	19,73	19,82	70.702
3.1 A	26,07	26,25	26,46	26,66	26,82	26,95	27,07	15.381
6.1	17,14	17,26	17,40	17,53	17,64	17,72	17,80	55.322
6.2	8,34	8,38	8,42	8,46	8,49	8,52	8,55	16.755
6.3	5,58	5,62	5,66	5,69	5,72	5,74	5,77	9.122
6.4	5,54	5,57	5,57	5,59	5,60	5,62	5,63	23.470
<b>TOTAL</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>26,89</b>	<b>234.748</b>

## Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H

Año 2014. Calendario Circular 3/2014

### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Potencia

Orden IET/107/2014							Relación de precios respecto Valle					
NT	Potencia (€/kW)						1	2	3	4	5	6
2.0A	38,0434											
2.0 DHA	38,0434											
2.0 DHS	38,0434											
2.1A	44,4447											
2.1 DHA	44,4447											
2.1 DHS	44,4447											
3.0A	40,7289	24,4373	16,2916									
3.1 A	59,1735	36,4907	8,3677									
6.1	39,1394	19,5867	14,3342	14,3342	14,3342	6,5402						
6.2	22,1583	11,0888	8,1151	8,1151	8,1151	3,7026						
6.3	18,9162	9,4663	6,9278	6,9278	6,9278	3,1609						
6.4	13,7063	6,8591	5,0197	5,0197	5,0197	2,2903						

Nº de horas		Potencia (€/kW)						Relación de precios respecto Valle					
Escenario	Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	
0:876h/876h	876	876											

Potencia (€/kW)							Relación de precios respecto Valle					
Grupo	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	26,4459	-	-	-	-	-						
2.0 DHA	26,4459	-	-	-	-	-						
2.0 DHS	26,4459	-	-	-	-	-						
3.0A	16,8011	7,2901	2,3814	-	-	-						
3.1 A	28,1283	14,4628	0,2872	-	-	-						
6.1	19,7935	10,3309	6,7897	4,1027	0,0583	0,2872						
6.2	15,5053	6,9100	4,2601	2,5254	0,0399	0,2030						
6.3	11,5109	5,1369	2,7555	1,6601	0,0302	0,2126						
6.4	13,4683	5,7972	2,5100	1,3141	0,0357	0,3404						

Nº de horas		Potencia (€/kW)						Relación de precios respecto Valle					
Escenario	Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	
1:1000h/1000h	1.000	1.000											

Potencia (€/kW)							Relación de precios respecto Valle					
Grupo	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	26,3729	-	-	-	-	-						
2.0 DHA	26,3729	-	-	-	-	-						
2.0 DHS	26,3729	-	-	-	-	-						
3.0A	16,1933	7,6461	2,5592	-	-	-						
3.1 A	27,3993	15,4151	0,3935	-	-	-						
6.1	18,7135	10,5608	7,1836	4,8288	0,0510	0,3935						
6.2	14,6416	7,1401	4,4606	3,0174	0,0349	0,2676						
6.3	10,8893	5,3293	2,8517	1,9929	0,0265	0,2689						
6.4	12,7185	6,0680	2,5618	1,6275	0,0313	0,4128						

Nº de horas		Potencia (€/kW)						Relación de precios respecto Valle					
Escenario	Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	
2:1100h/1100h	1.100	1.100											

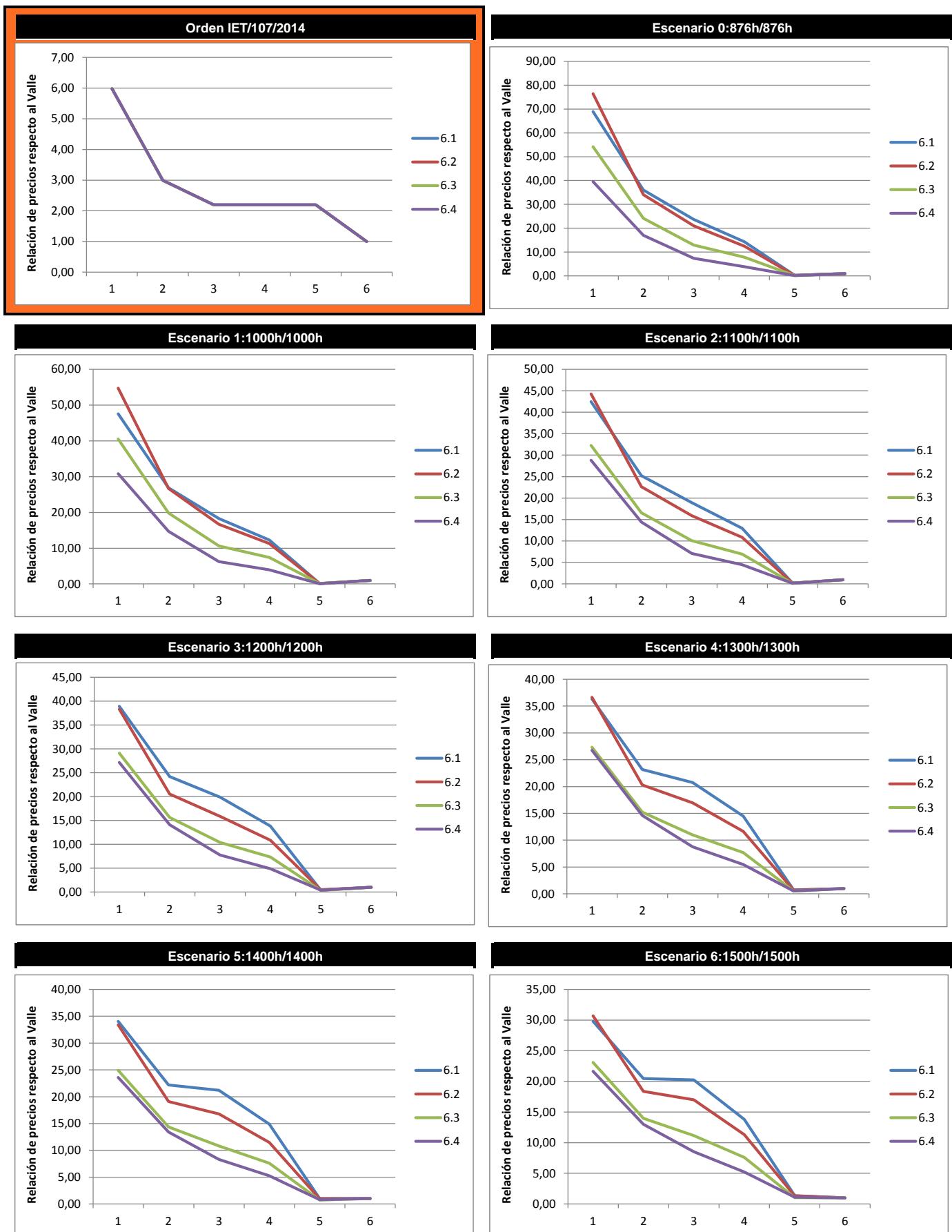
Potencia (€/kW)							Relación de precios respecto Valle					
Grupo	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	26,2963	-	-	-	-	-						
2.0 DHA	26,2963	-	-	-	-	-						
2.0 DHS	26,2963	-	-	-	-	-						
3.0A	15,8401	7,9315	2,5499	-	-	-						
3.1 A	27,1895	16,0114	0,4186	-	-	-						
6.1	17,7606	10,5445	7,9171	5,4205	0,0928	0,4186						
6.2	13,8529	7,0825	4,9748	3,3965	0,0635	0,3132						
6.3	10,2889	5,2862	3,2152	2,2210	0,0481	0,3192						
6.4	12,0128	6,0136	2,9524	1,8585	0,0568	0,4170						

Escenario 3:1200h/1200h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	Potencia (€/kW)						1	2	3	4	5	6
Grupo		1	2	3	4	5	6								
2.0A		26,2214	-	-	-	-	-								
2.0 DHA		26,2214	-	-	-	-	-								
2.0 DHS		26,2214	-	-	-	-	-								
3.0A		15,5617	8,1957	2,4887	-	-	-								
3.1 A		27,0261	16,5638	0,4334	-	-	-								
6.1		16,8595	10,4799	8,6210	5,9950	0,1778	0,4334								
6.2		13,1297	7,0317	5,4283	3,7161	0,1593	0,3426								
6.3		9,7638	5,2401	3,4919	2,4579	0,1208	0,3355								
6.4		11,4247	5,9248	3,2611	2,0510	0,1563	0,4205								
Escenario 4:1300h/1300h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
Grupo		1	2	3	4	5	6								
2.0A		26,1603	-	-	-	-	-								
2.0 DHA		26,1603	-	-	-	-	-								
2.0 DHS		26,1603	-	-	-	-	-								
3.0A		15,3410	8,3253	2,5184	-	-	-								
3.1 A		27,0032	16,9089	0,4449	-	-	-								
6.1		16,1515	10,3037	9,2302	6,4391	0,3322	0,4449								
6.2		12,5617	6,9565	5,8143	4,0005	0,2419	0,3430								
6.3		9,3330	5,1928	3,7498	2,6324	0,1833	0,3413								
6.4		10,8544	5,9298	3,5534	2,2138	0,2163	0,4058								
Escenario 5:1400h/1400h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
Grupo		1	2	3	4	5	6								
2.0A		26,1107	-	-	-	-	-								
2.0 DHA		26,1107	-	-	-	-	-								
2.0 DHS		26,1107	-	-	-	-	-								
3.0A		15,1250	8,4726	2,5373	-	-	-								
3.1 A		26,9638	17,1952	0,4577	-	-	-								
6.1		15,5829	10,1585	9,6998	6,8089	0,4557	0,4577								
6.2		12,1070	6,9261	6,0847	4,1686	0,3465	0,3627								
6.3		8,9937	5,1941	3,9059	2,7426	0,2629	0,3612								
6.4		10,4330	5,9341	3,6742	2,3251	0,3571	0,4423								
Escenario 6:1500h/1500h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
Grupo		1	2	3	4	5	6								
2.0A		26,0628	-	-	-	-	-								
2.0 DHA		26,0628	-	-	-	-	-								
2.0 DHS		26,0628	-	-	-	-	-								
3.0A		14,9323	8,6347	2,5196	-	-	-								
3.1 A		26,8525	17,5014	0,5010	-	-	-								
6.1		14,9344	10,2524	10,1348	6,9128	0,6722	0,5010								
6.2		11,5947	6,9366	6,4190	4,2665	0,4929	0,3778								
6.3		8,5839	5,1954	4,1441	2,8163	0,3866	0,3716								
6.4		9,9263	5,9552	3,9134	2,3950	0,5000	0,4587								

## Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H

Año 2014. Calendario Circular 3/2014

### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Potencia



## Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H

Año 2014. Calendario Circular 3/2014

### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Energía

Orden IET/107/2014						
NT	Energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6
2.0A	0,044027					
2.0 DHA	0,062012	0,002215				
2.0 DHS	0,062012	0,002879	0,000886			
2.1 A	0,057360					
2.1 DHA	0,074568	0,013192				
2.1 DHS	0,074568	0,017809	0,006596			
3.0A	0,018762	0,012575	0,004670			
3.1 A	0,014335	0,012754	0,007805			
6.1	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.2	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
28,00	1,00					
69,99	3,25	1,00				
5,65	1,00					
11,31	2,70	1,00				
4,02	2,69	1,00				
1,84	1,63	1,00				
12,48	9,32	4,97	2,47	1,60	1,00	
12,50	9,34	4,98	2,48	1,60	1,00	
12,48	9,32	4,96	2,47	1,60	1,00	
8,32	6,90	3,95	2,24	1,45	1,00	

Nº de horas	
Escenario	Tp
0:876h/876h	876
	876

Energía (€/kWh)						
Grupo	1	2	3	4	5	
2.0A	0,005760	-	-	-	-	-
2.0 DHA	0,008076	0,002190	-	-	-	-
2.0 DHS	0,009071	0,005233	0,000086	-	-	-
3.0A	0,013231	0,006241	0,000142	-	-	-
3.1 A	0,013282	0,005859	0,000136	-	-	-
6.1	0,027006	0,010788	0,005586	0,003561	0,000068	0,000136
6.2	0,013873	0,005427	0,003142	0,001856	0,000036	0,000054
6.3	0,011316	0,004407	0,002646	0,001501	0,000027	0,000044
6.4	0,010907	0,004298	0,002642	0,001391	0,000028	0,000066

Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
3,69	1,00					
105,81	61,04	1,00				
93,39	44,06	1,00				
97,43	42,98	1,00				
198,10	79,13	40,98	26,12	0,50	1,00	
258,88	101,27	58,62	34,64	0,66	1,00	
257,48	100,28	60,21	34,14	0,62	1,00	
164,82	64,95	39,93	21,02	0,42	1,00	

Nº de horas	
Escenario	Tp
1:1000h/1000h	1.000
	1.000

Energía (€/kWh)						
Grupo	1	2	3	4	5	
2.0A	0,005752	-	-	-	-	-
2.0 DHA	0,007971	0,002270	-	-	-	-
2.0 DHS	0,009039	0,005304	0,000118	-	-	-
3.0A	0,012831	0,006650	0,000195	-	-	-
3.1 A	0,012838	0,006232	0,000187	-	-	-
6.1	0,025533	0,011026	0,005914	0,004188	0,000059	0,000187
6.2	0,013100	0,005607	0,003291	0,002217	0,000031	0,000071
6.3	0,010706	0,004571	0,002739	0,001801	0,000024	0,000056
6.4	0,010300	0,004499	0,002697	0,001723	0,000024	0,000080

Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
65,86	34,13	1,00				
68,47	33,24	1,00				
136,18	58,81	31,54	22,34	0,32	1,00	
184,30	78,88	46,31	31,19	0,44	1,00	
191,90	81,94	49,09	32,28	0,43	1,00	
128,32	56,05	33,60	21,46	0,30	1,00	

Nº de horas	
Escenario	Tp
2:1100h/1100h	1.100
	1.100

Energía (€/kWh)						
Grupo	1	2	3	4	5	
2.0A	0,005740	-	-	-	-	-
2.0 DHA	0,007888	0,002302	-	-	-	-
2.0 DHS	0,009003	0,005331	0,000125	-	-	-
3.0A	0,012647	0,006907	0,000207	-	-	-
3.1 A	0,012593	0,006463	0,000199	-	-	-
6.1	0,024235	0,011010	0,006513	0,004700	0,000108	0,000199
6.2	0,012306	0,006562	0,003668	0,002495	0,000057	0,000084
6.3	0,010116	0,004534	0,003088	0,002007	0,000044	0,000067
6.4	0,009728	0,004459	0,003108	0,001967	0,000044	0,000081

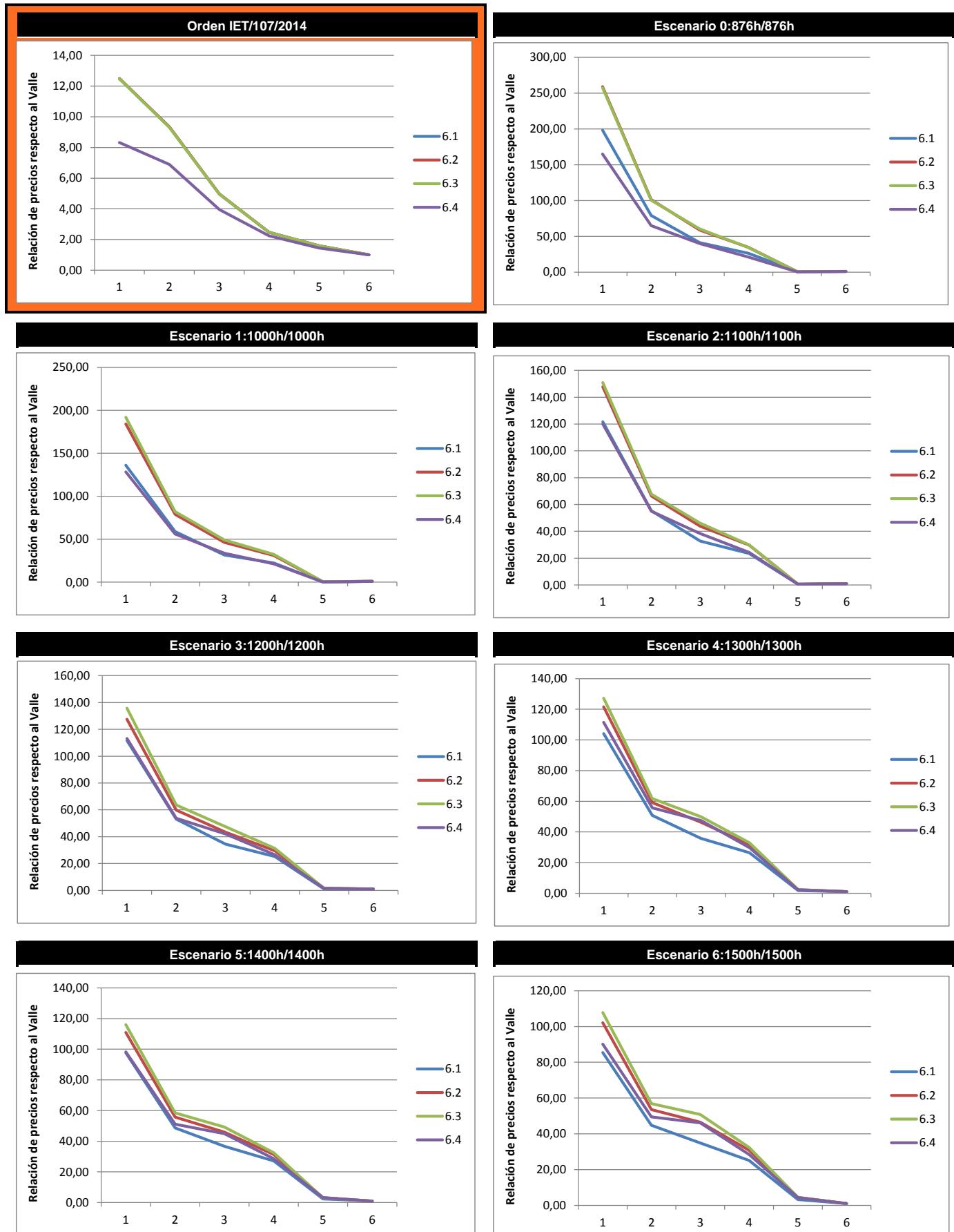
Relación de precios respecto Valle						
1	2	3	4	5	6	
61,11	33,38	1,00				
63,24	32,45	1,00				
121,70	55,29	32,70	23,60	0,54	1,00	
147,77	66,30	43,73	29,75	0,68	1,00	
150,86	67,62	46,05	29,93	0,65	1,00	
119,99	54,99	38,33	24,26	0,54	1,00	

Escenario 3:1200h/1200h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A		0.005729		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		0.007812		0,002327	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0.008961		0,005349	0,000130	-	-	-	-						
3.0A		0.012488		0,007145	0,000214	-	-	-	-						
3.1 A		0.012374		0,006676	0,000206	-	-	-	-						
6.1		0.023006		0,010943	0,007090	0,005199	0,000207	0,000206							
6.2		0.011747		0,005522	0,004002	0,002730	0,000142	0,000092							
6.3		0.009599		0,004496	0,003353	0,002221	0,000110	0,000071							
6.4		0.009252		0,004393	0,003433	0,002171	0,000121	0,000082							
Escenario 4:1300h/1300h		Energía (€/kWh)						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6		
2.0A		0.005718		-	-	-	-	-							
2.0 DHA		0.007753		0,002338	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0.008915		0,005352	0,000133	-	-	-	-						
3.0A		0.012404		0,007292	0,000220	-	-	-	-						
3.1 A		0.012239		0,006803	0,000212	-	-	-	-						
6.1		0.022042		0,010757	0,007589	0,005584	0,000387	0,000212							
6.2		0.011241		0,005462	0,004285	0,002938	0,000216	0,000092							
6.3		0.009178		0,004454	0,003601	0,002378	0,000167	0,000072							
6.4		0.008790		0,004396	0,003740	0,002343	0,000168	0,000079							
Escenario 5:1400h/1400h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A		0.005710		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		0.007705		0,002348	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0.008878		0,005355	0,000137	-	-	-	-						
3.0A		0.012330		0,007414	0,000226	-	-	-	-						
3.1 A		0.012124		0,006910	0,000218	-	-	-	-						
6.1		0.021267		0,010604	0,007978	0,005906	0,000531	0,000218							
6.2		0.010835		0,005438	0,004486	0,003062	0,000309	0,000098							
6.3		0.008845		0,004455	0,003751	0,002478	0,000240	0,000076							
6.4		0.008449		0,004400	0,003868	0,002461	0,000277	0,000086							
Escenario 6:1500h/1500h		Nº de horas						Relación de precios respecto Valle							
Grupo		Tp	Te	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A		0.005703		-	-	-	-	-	-						
2.0 DHA		0.007645		0,002384	-	-	-	-	-						
2.0 DHS		0.008829		0,005363	0,000150	-	-	-	-						
3.0A		0.012216		0,007543	0,000248	-	-	-	-						
3.1 A		0.011968		0,007028	0,000239	-	-	-	-						
6.1		0.020383		0,010703	0,008332	0,005994	0,000783	0,000239							
6.2		0.010379		0,005446	0,004731	0,003133	0,000440	0,000102							
6.3		0.008443		0,004455	0,003980	0,002544	0,000352	0,000078							
6.4		0.008038		0,004415	0,004119	0,002535	0,000388	0,000089							

## **Metodología asignación costes T &D. Impacto del parametro H**

Año 2014. Calendario Circular 3/2014

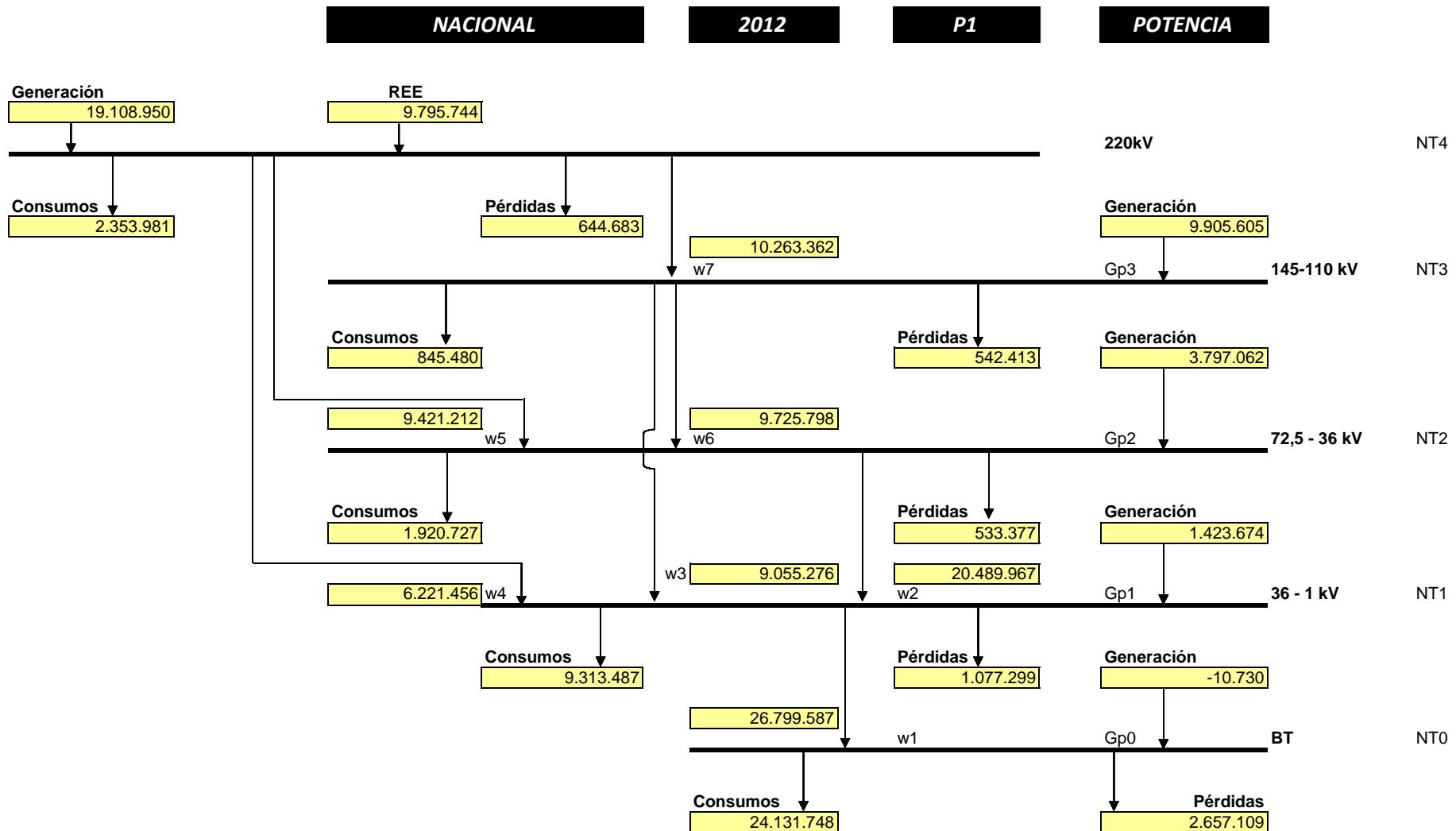
### III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Energía



## **ANEXO V. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA POR PERIODOS HORARIOS**

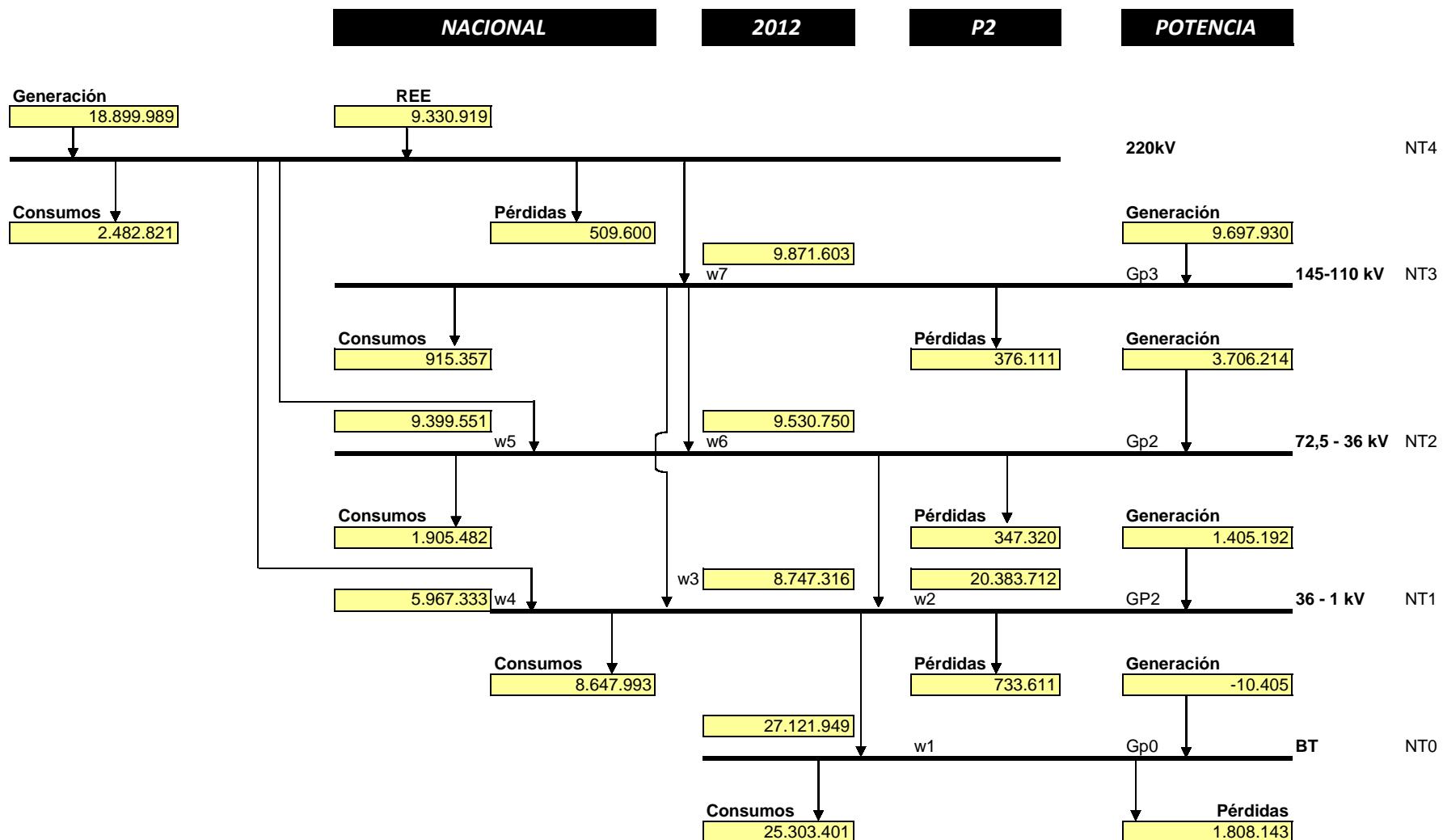
*Memoria justificativa de la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad*

## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007



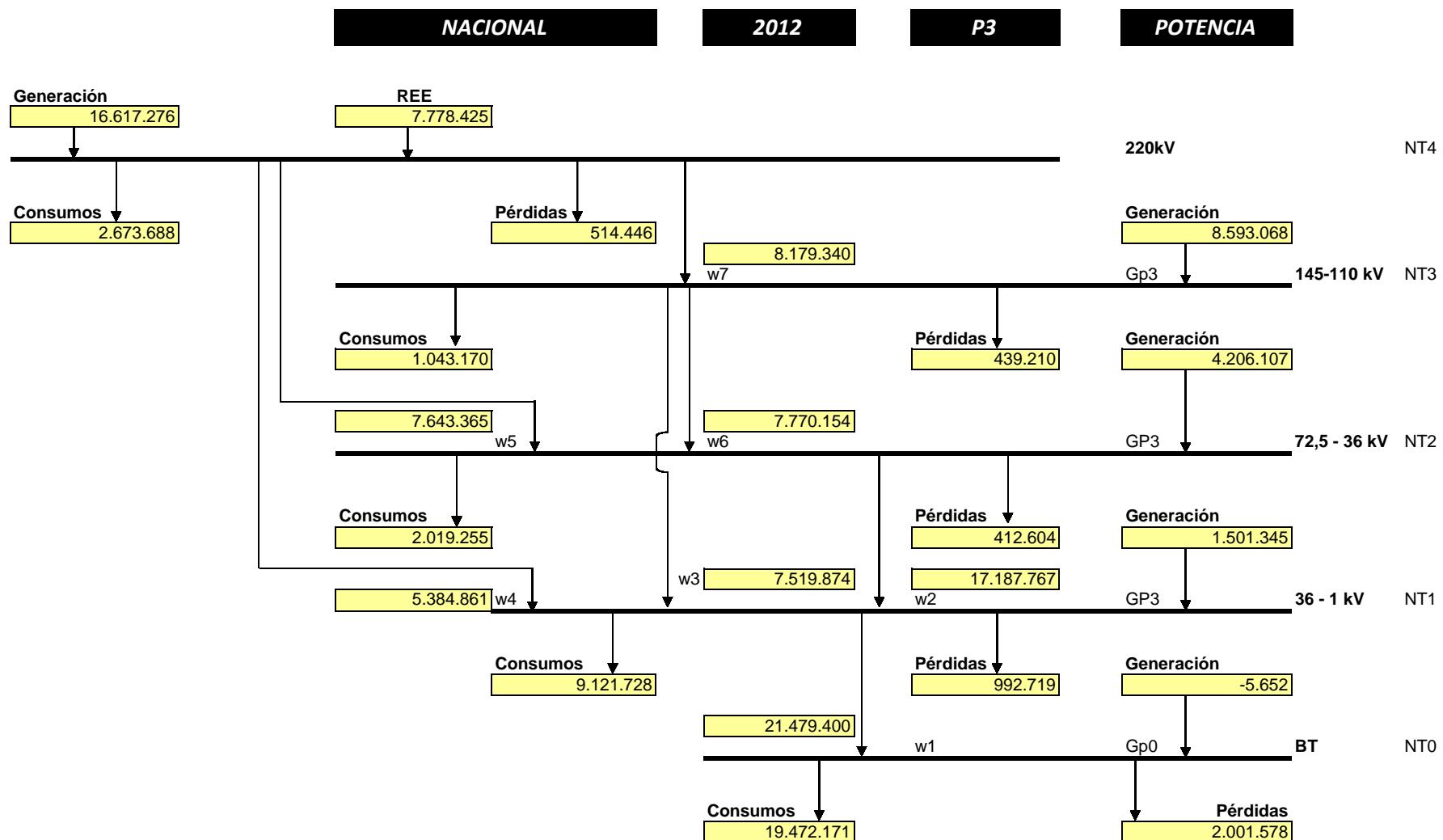
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007

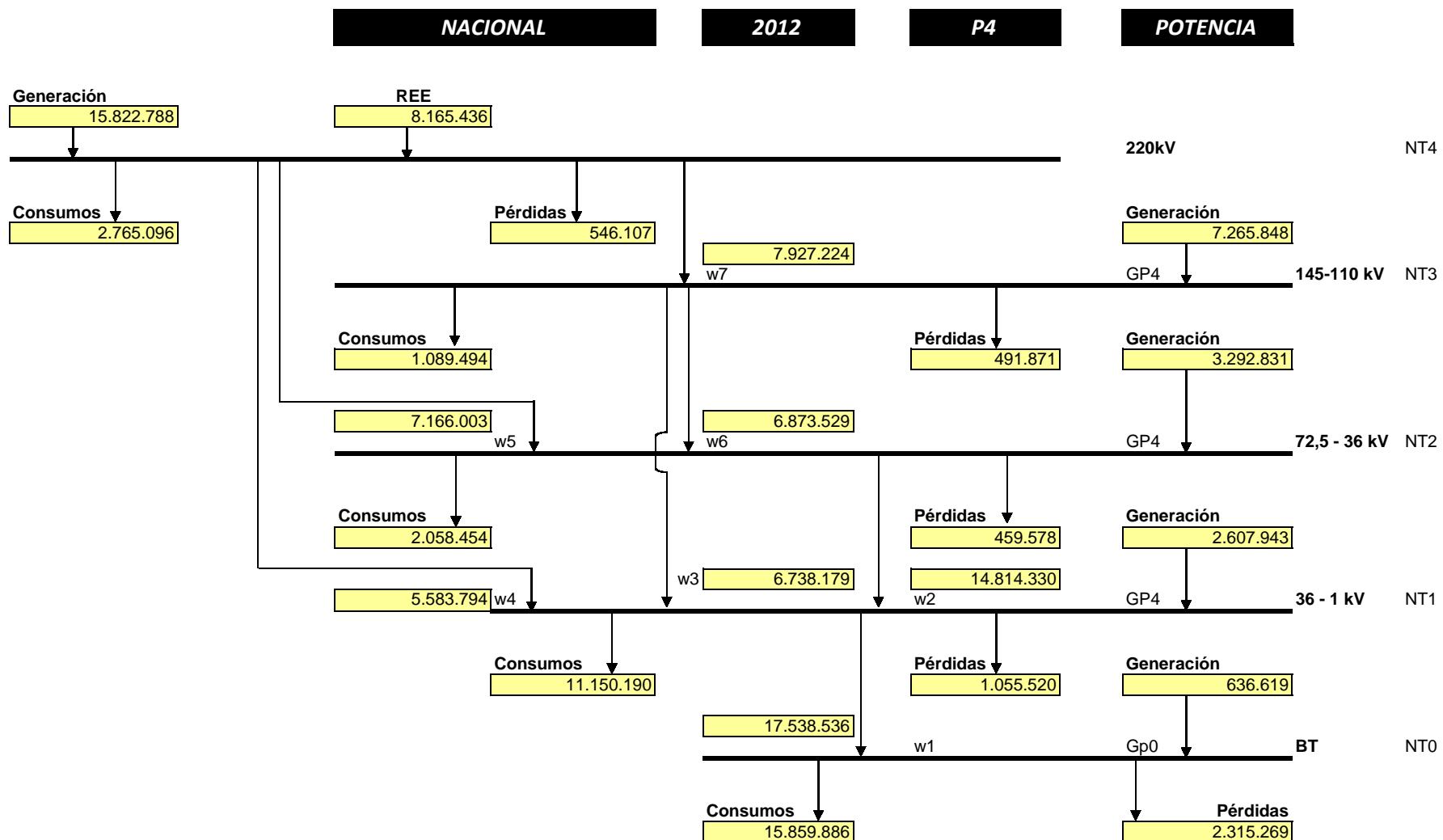


(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007

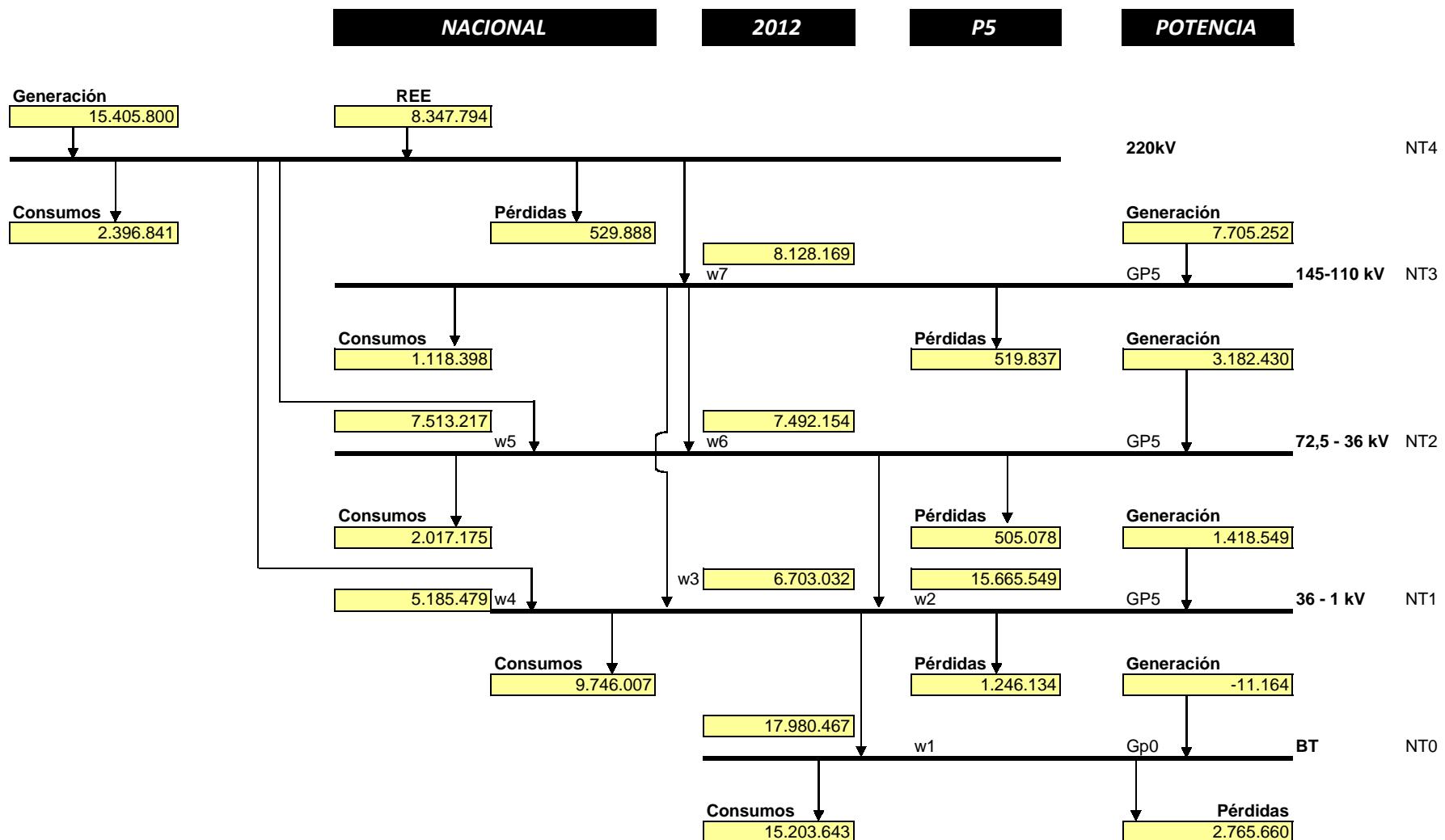


## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007



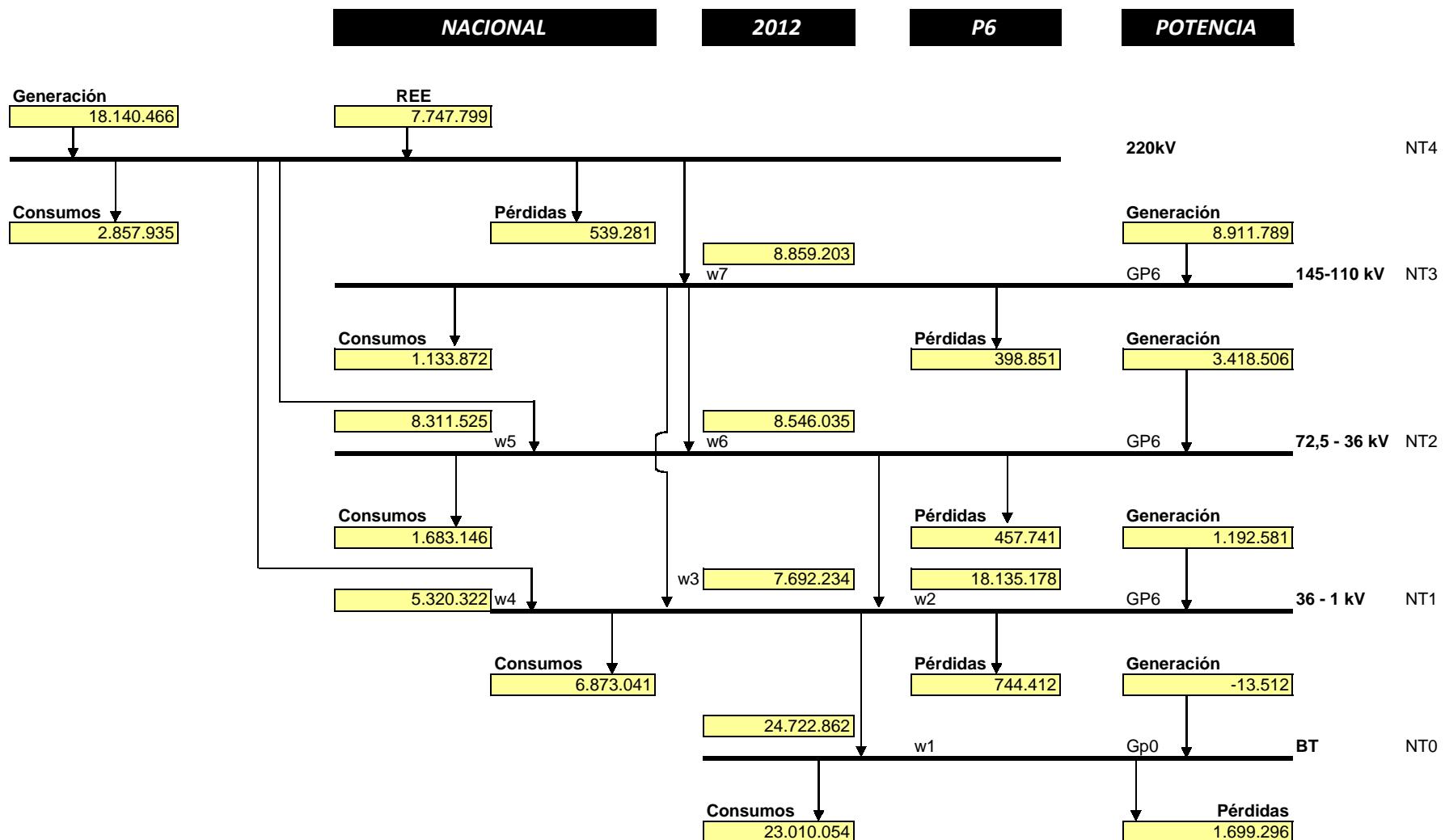
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007



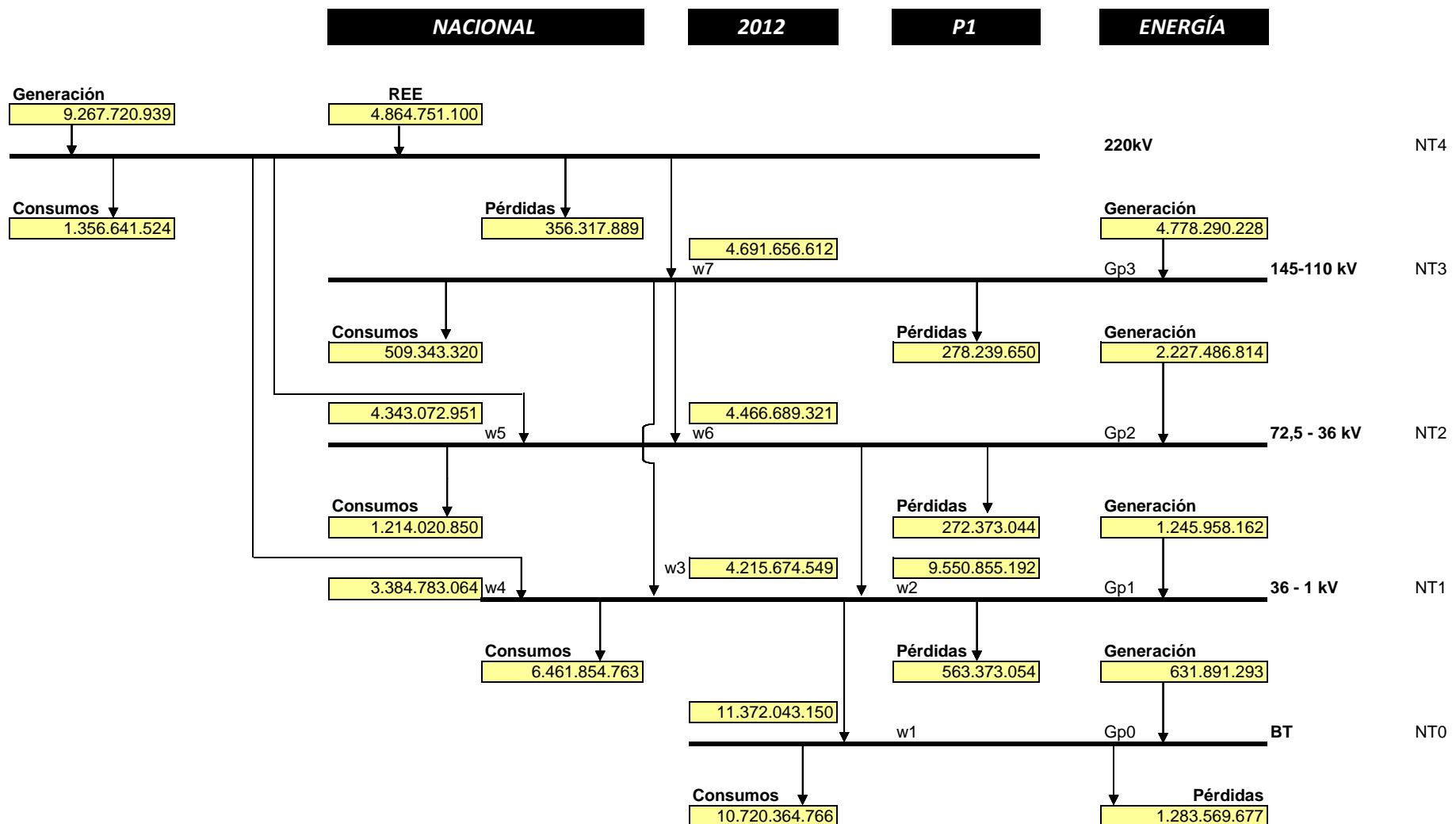
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007



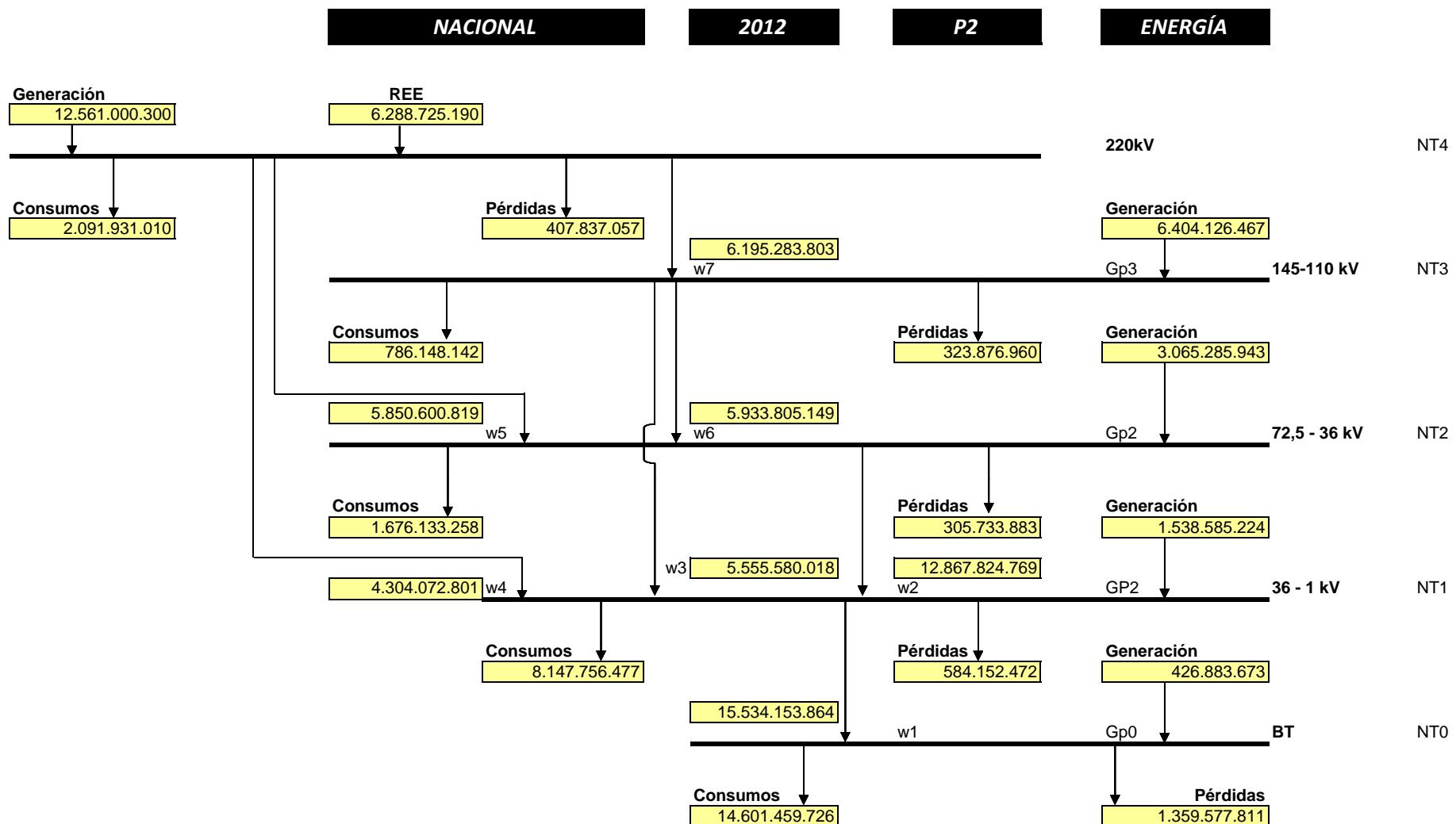
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007



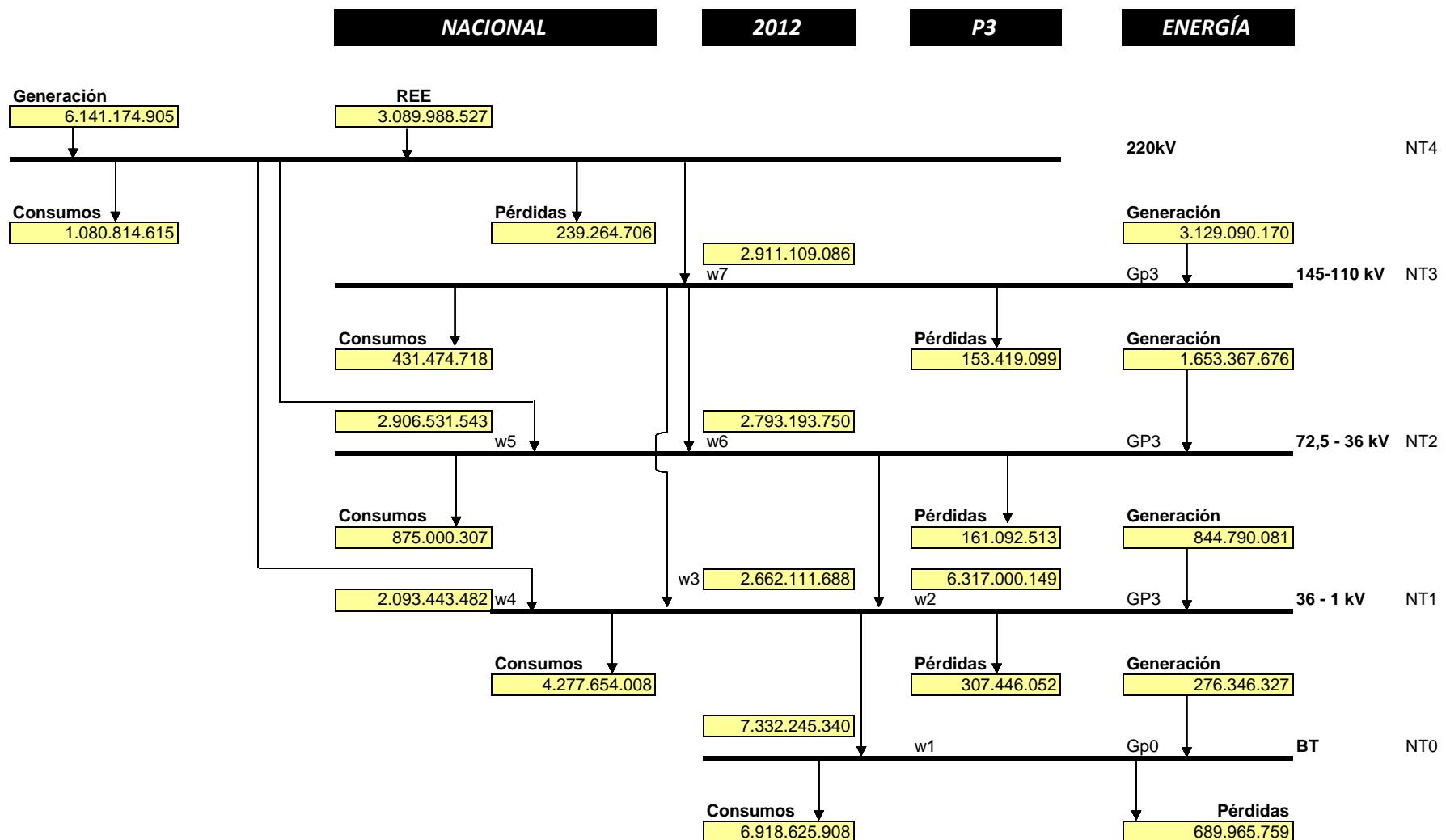
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007



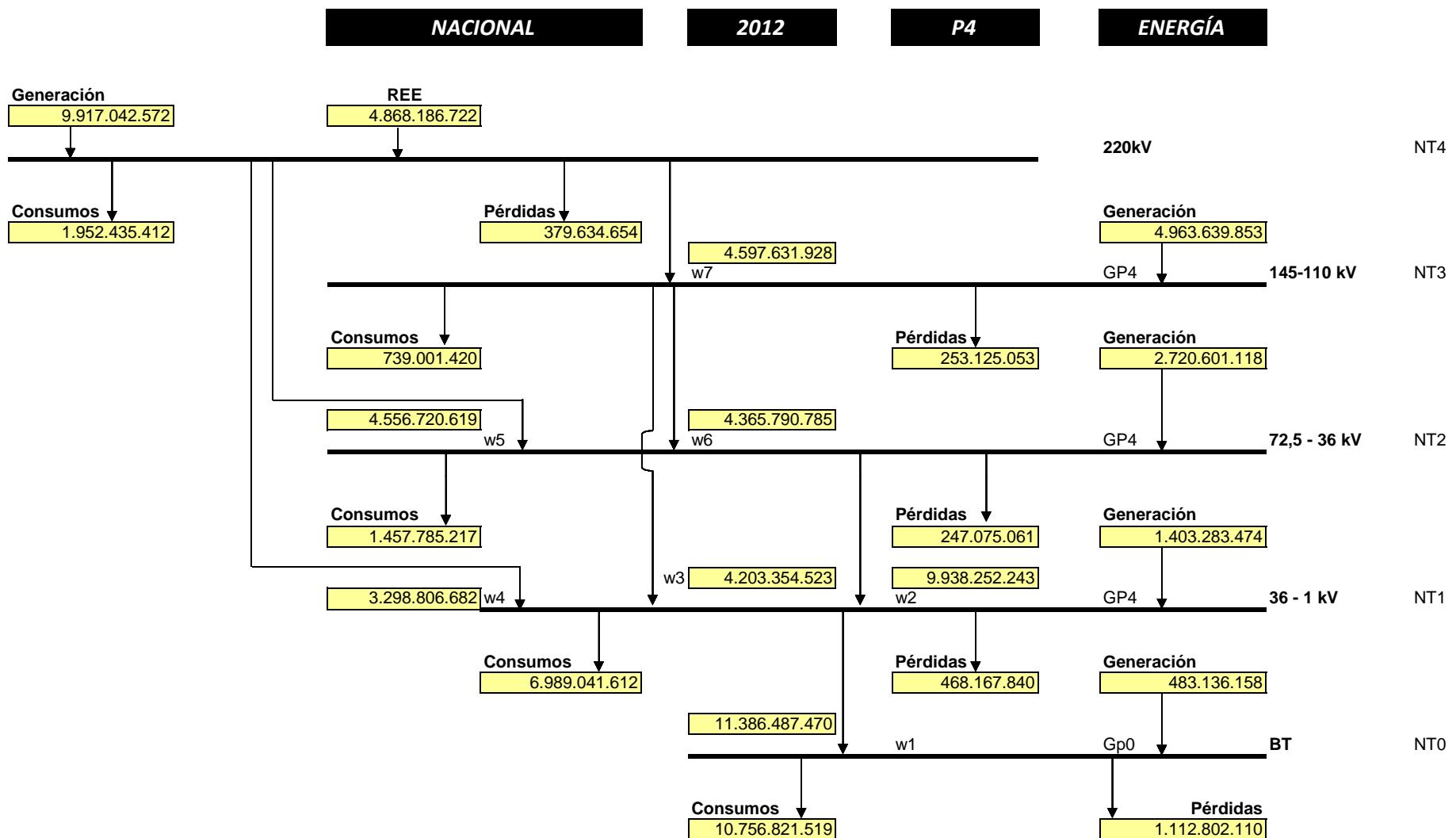
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007

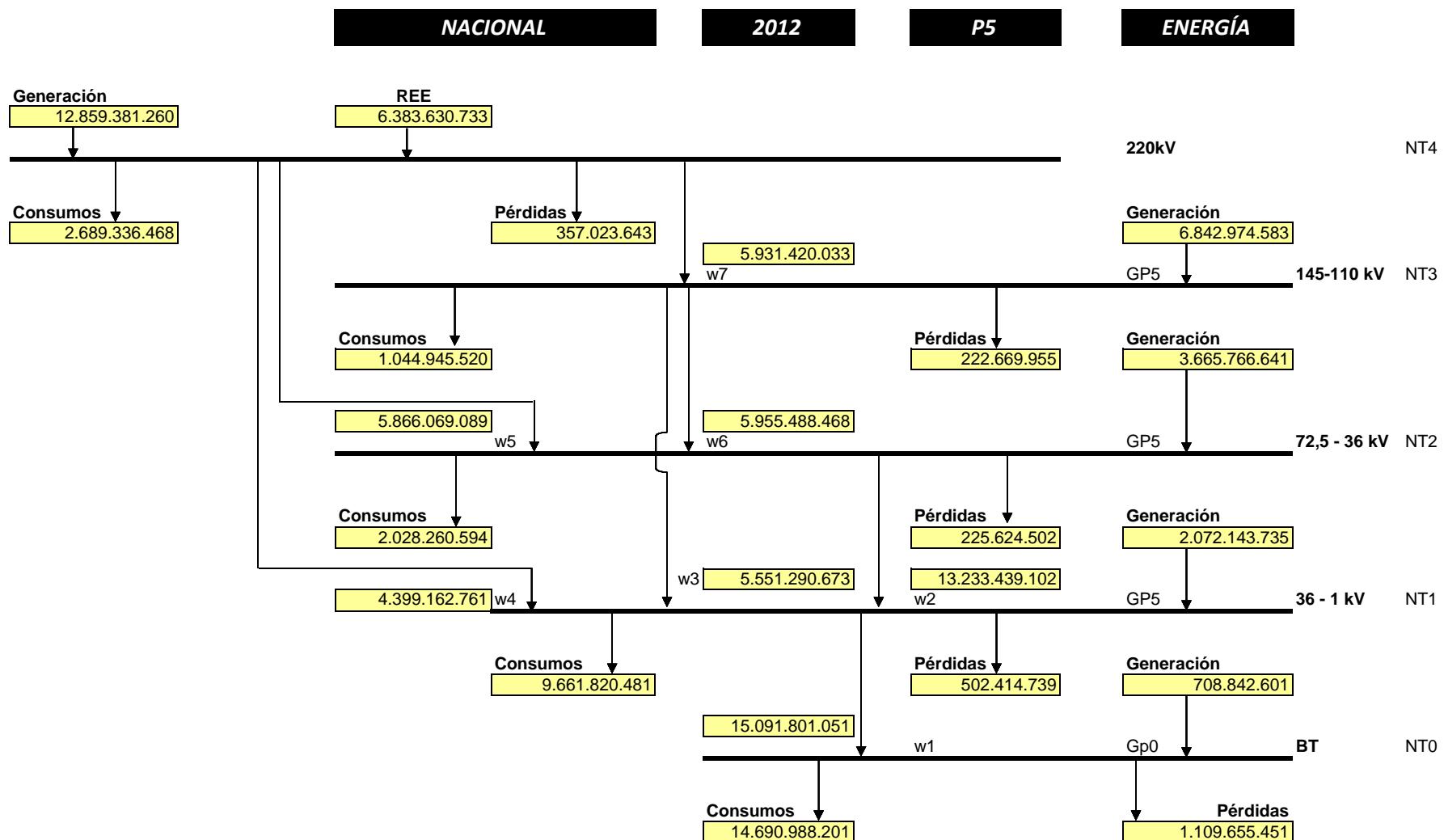


(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007

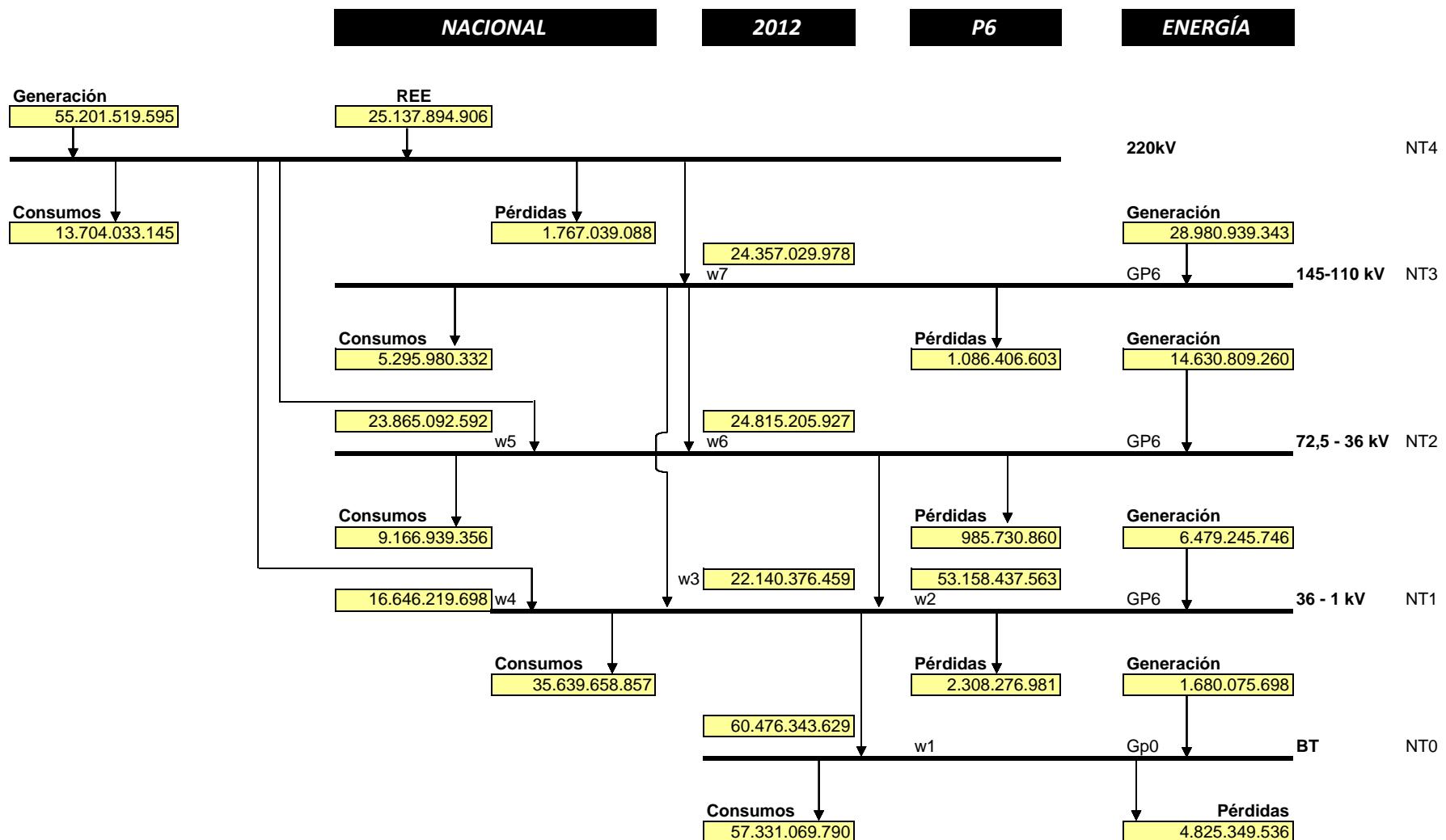


## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007

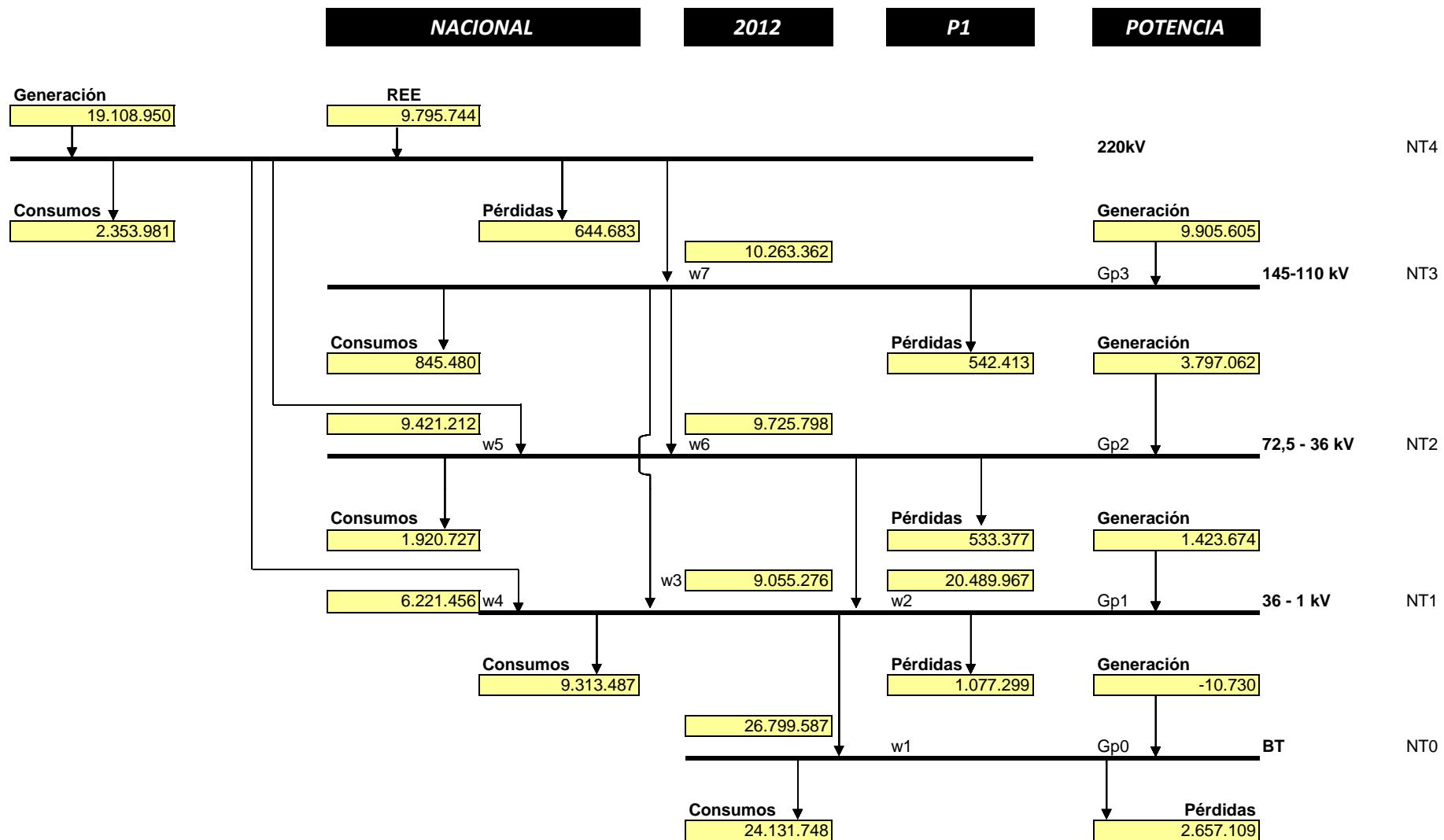


(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CALENDARIOS ORDEN ITC/2794/2007

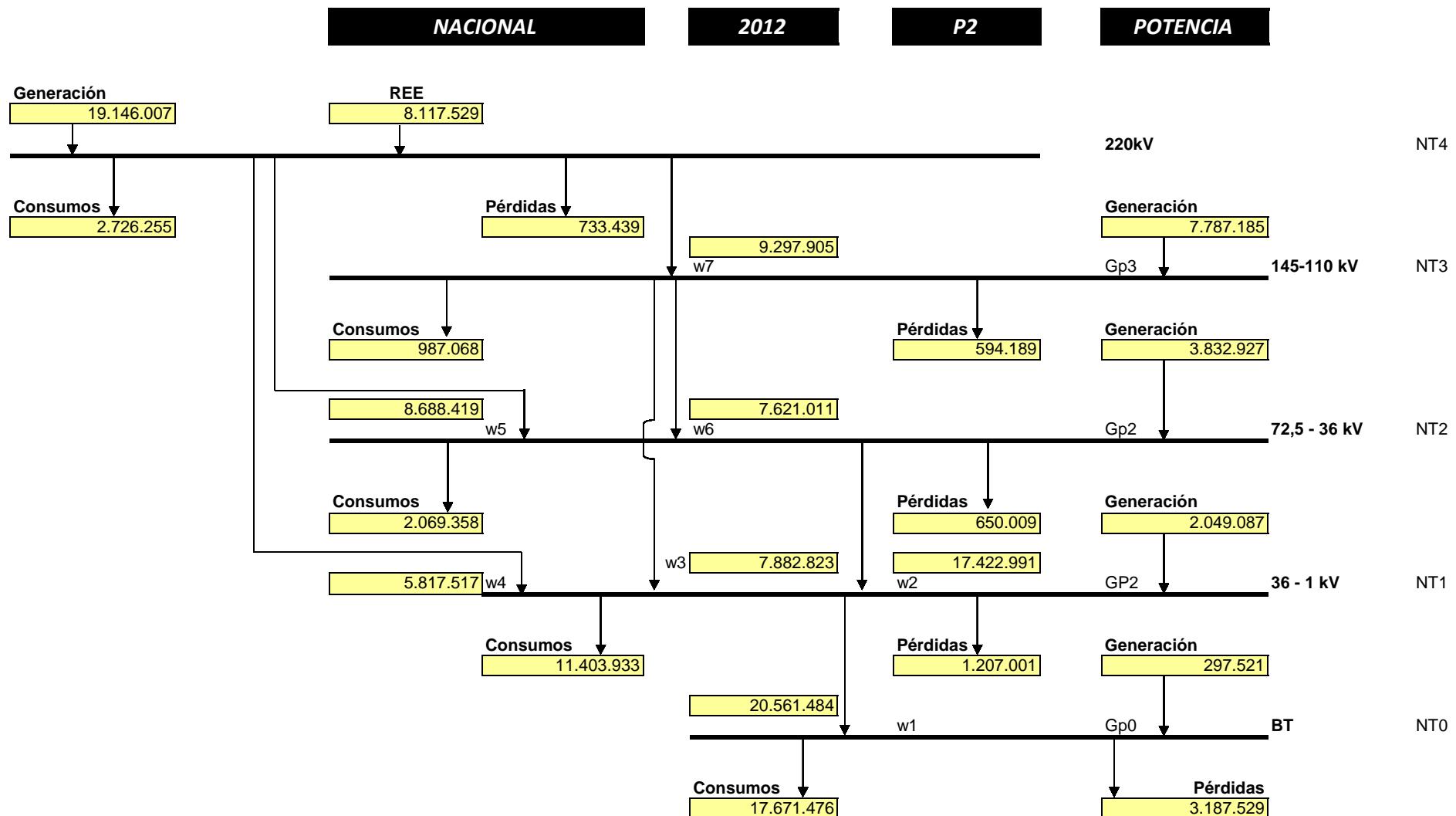


## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014



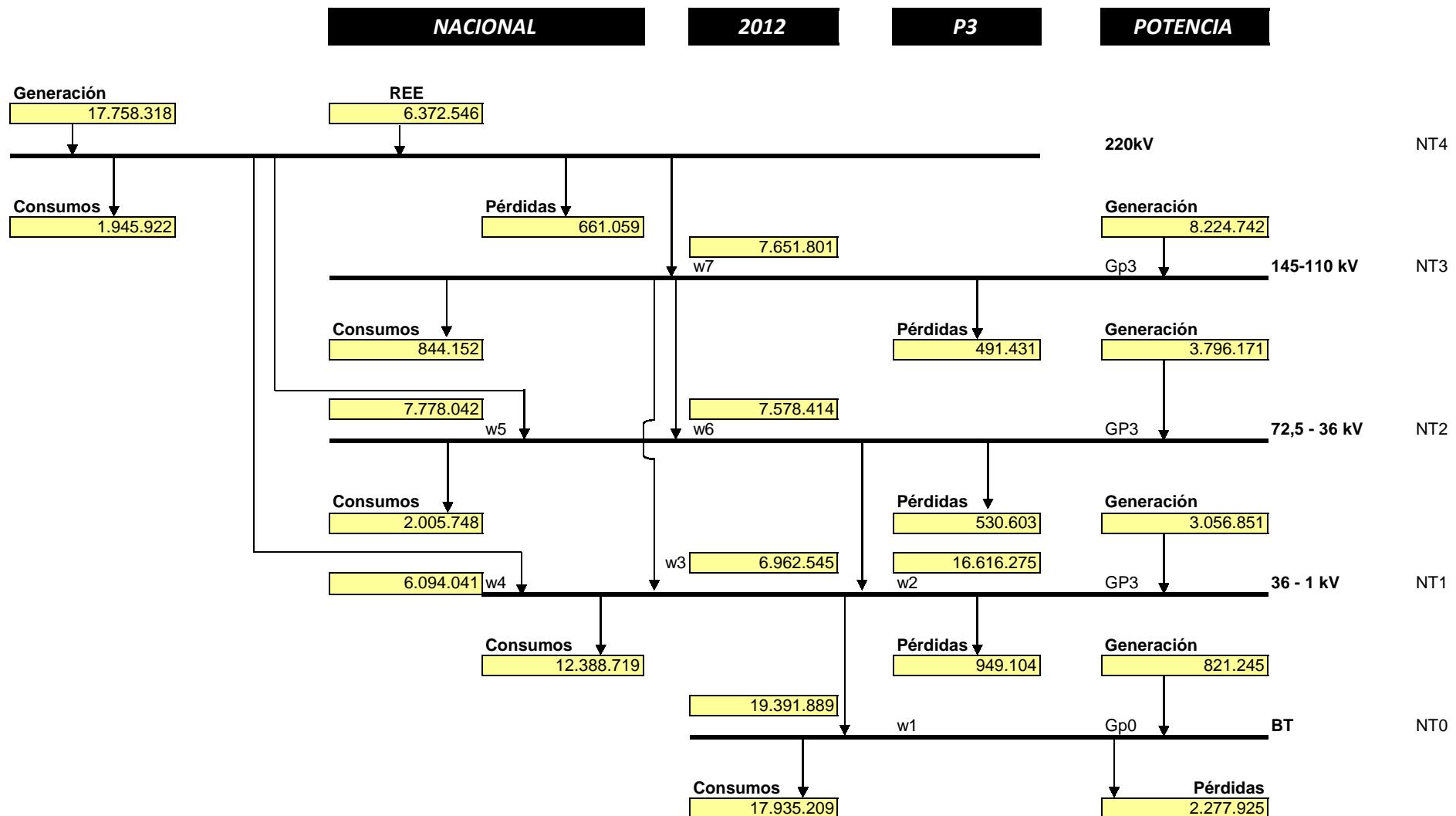
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014



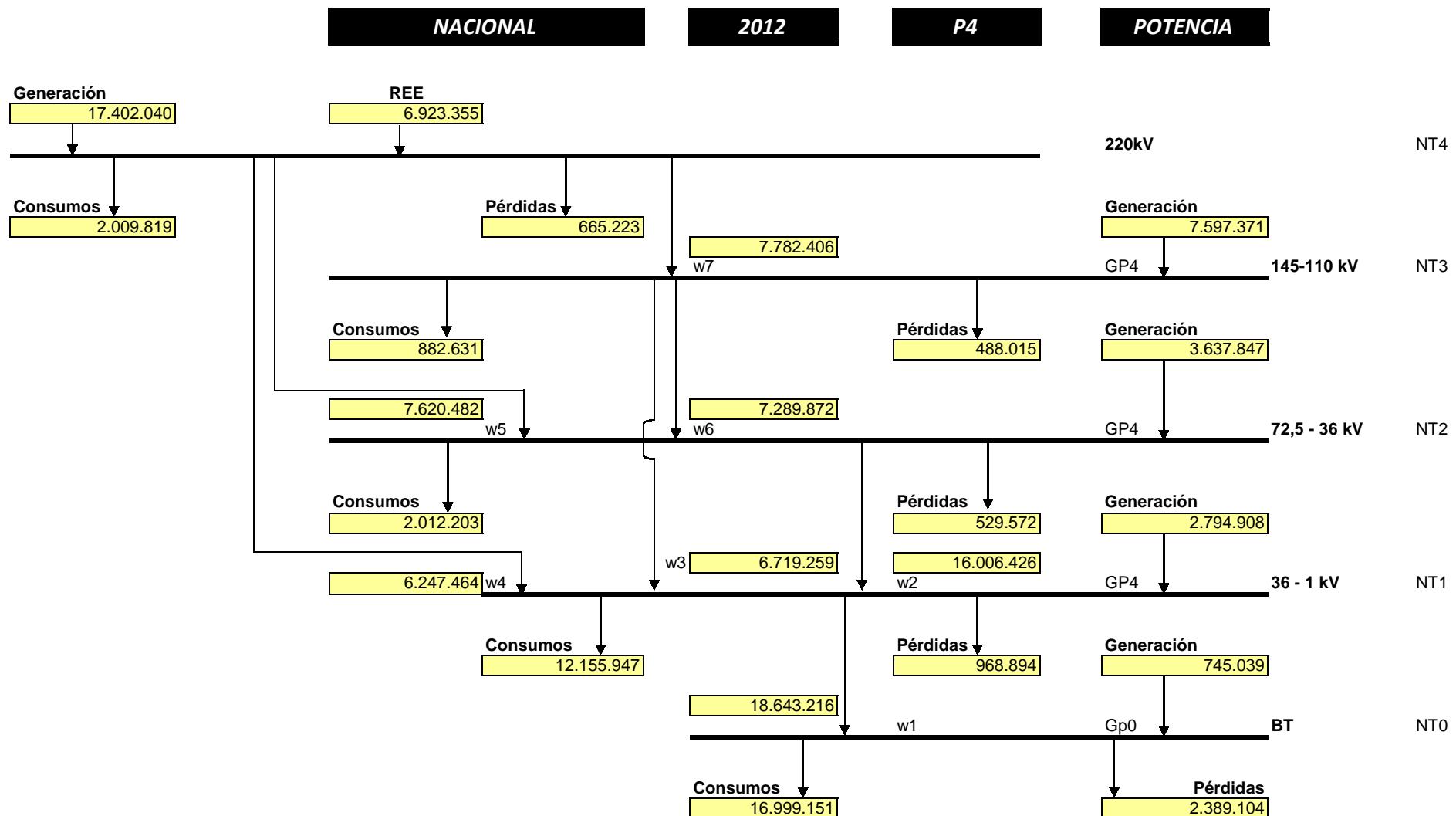
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014



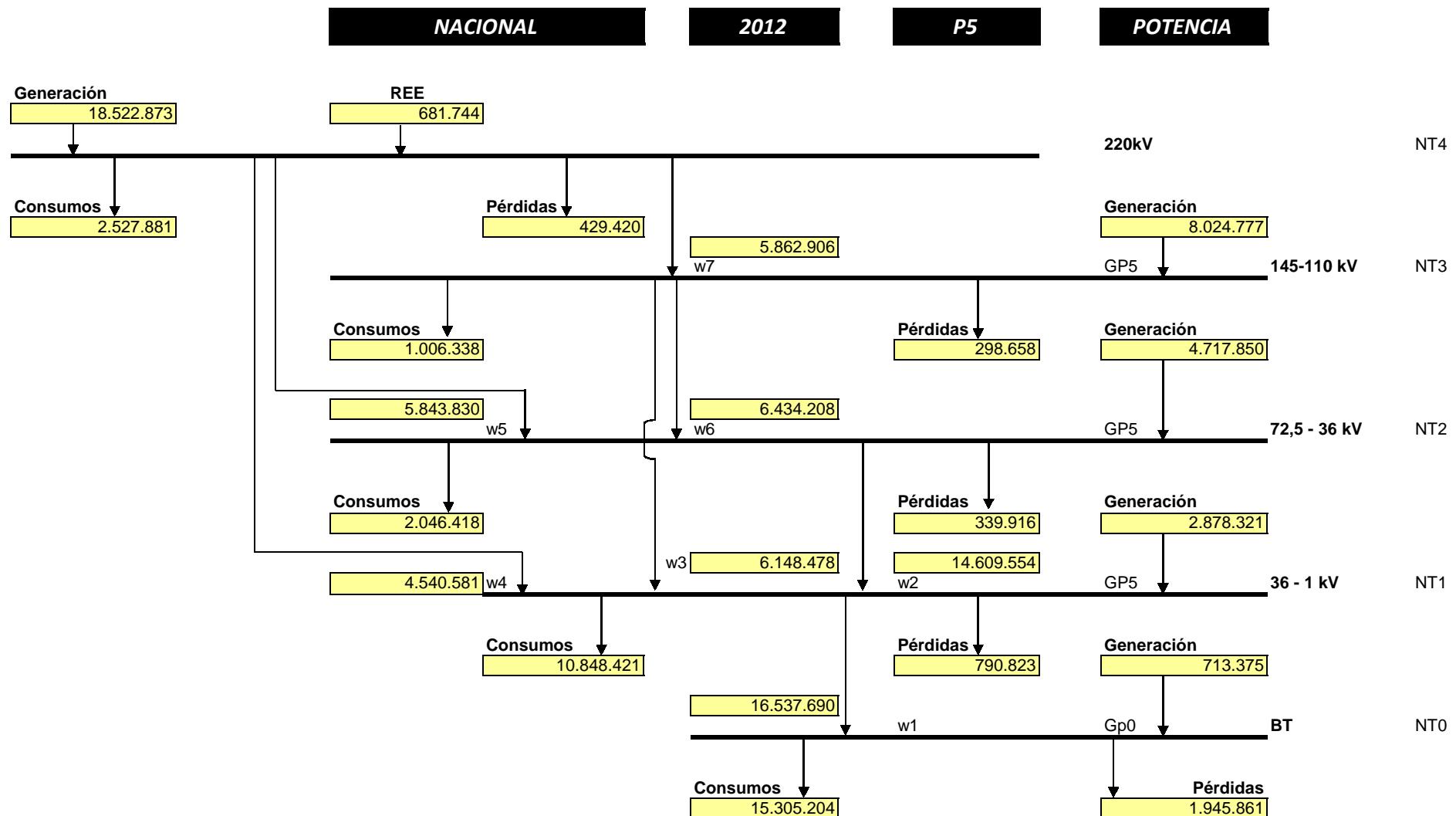
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014

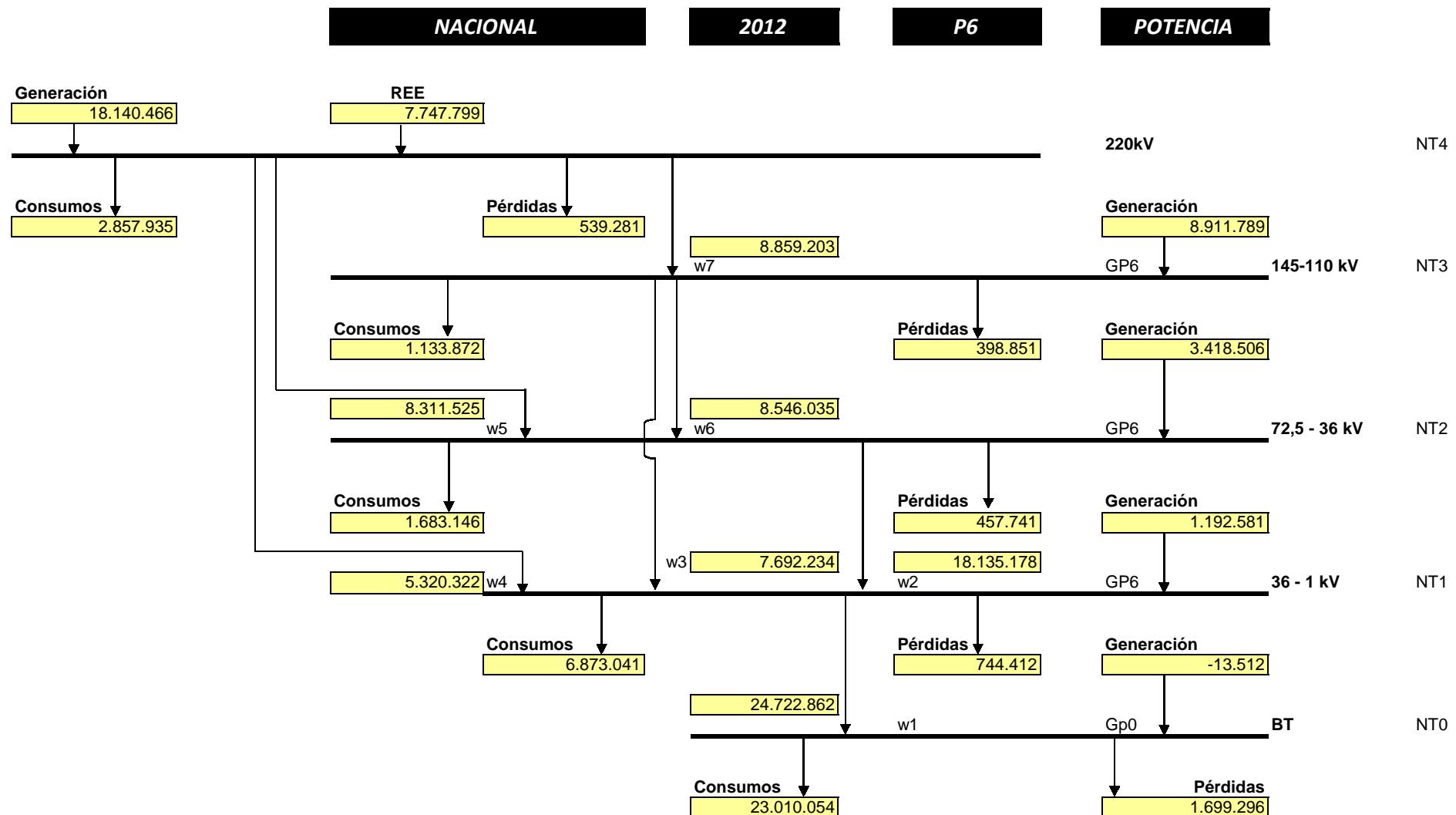


(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014

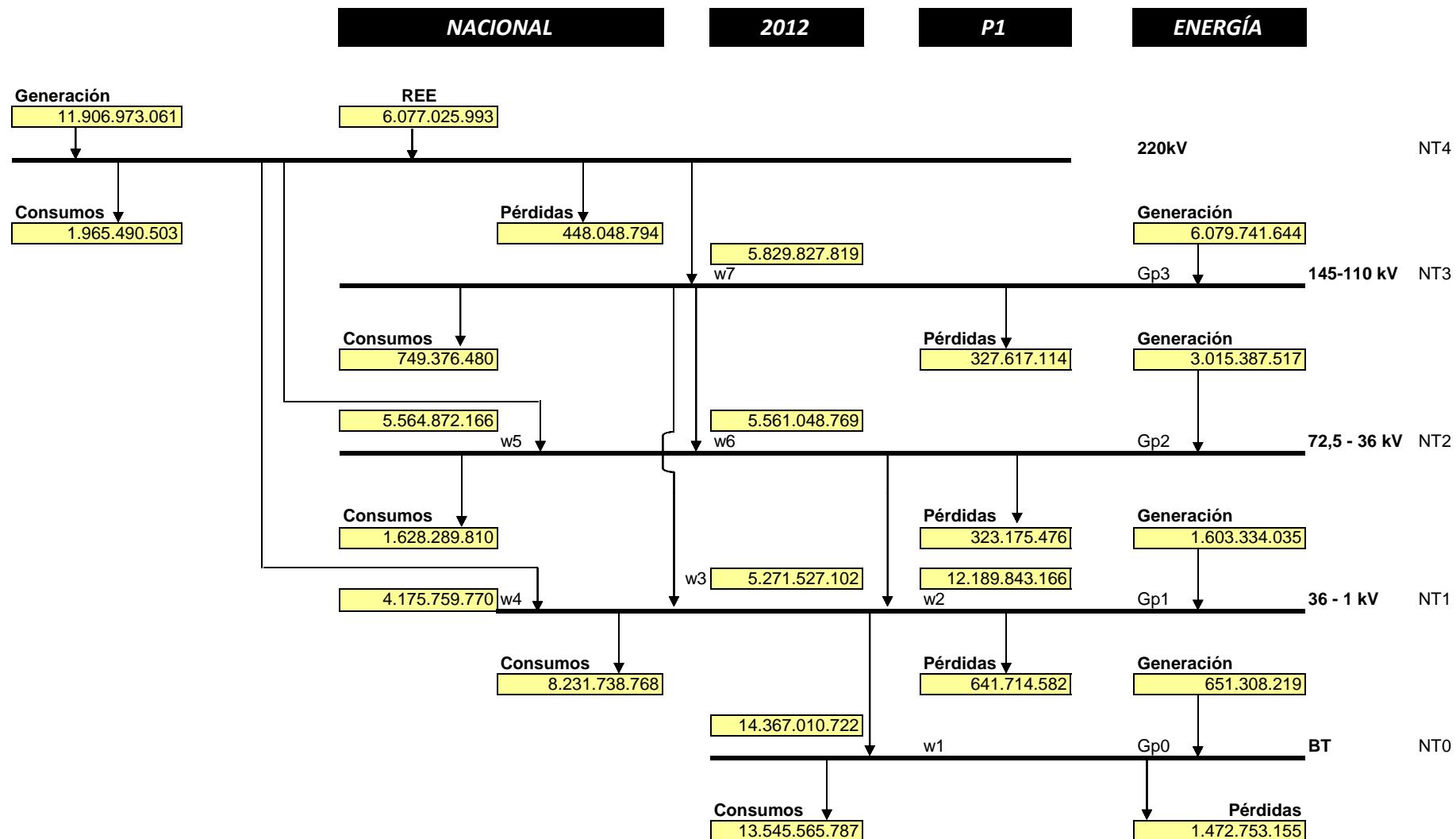


## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014



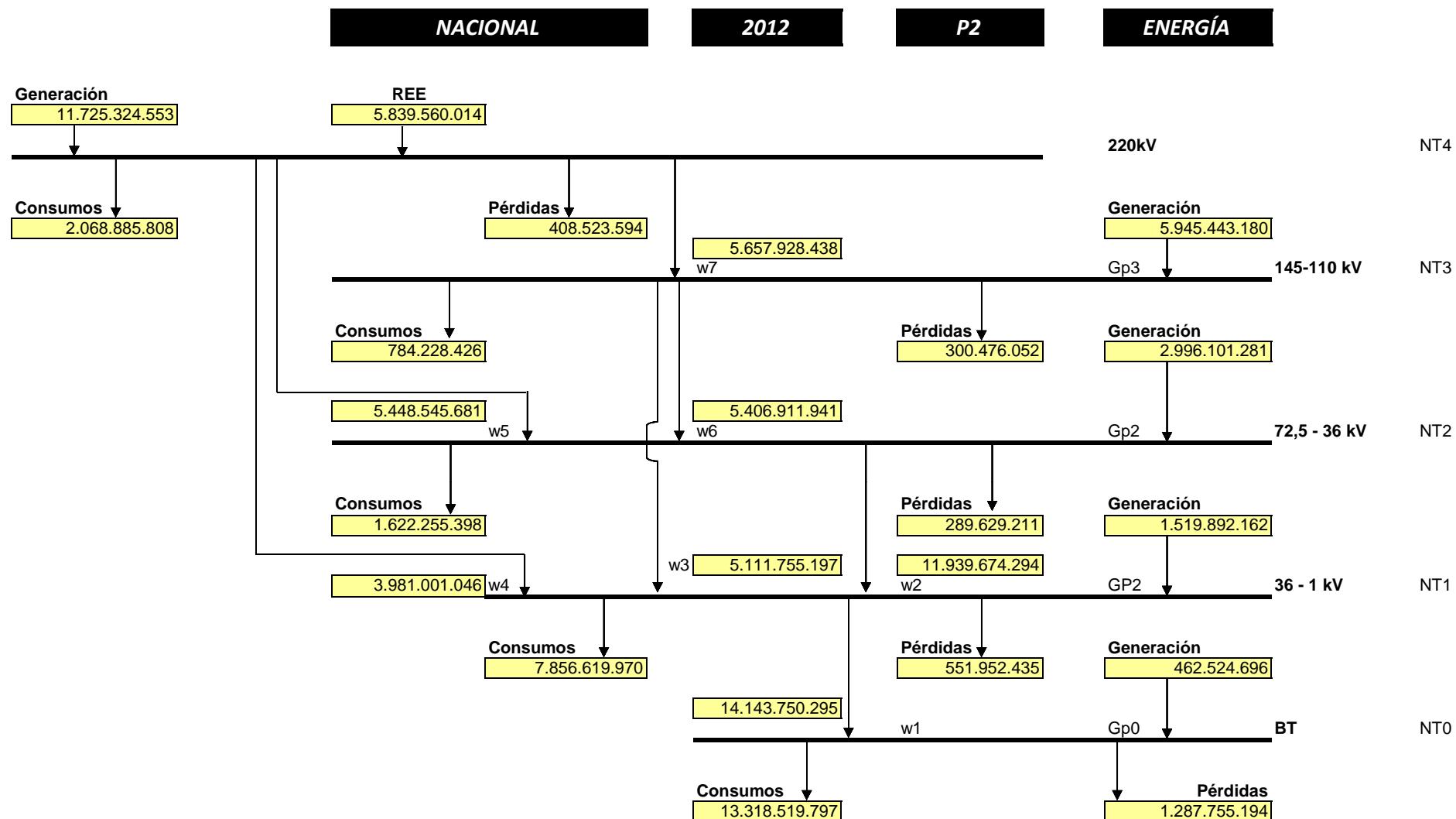
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014



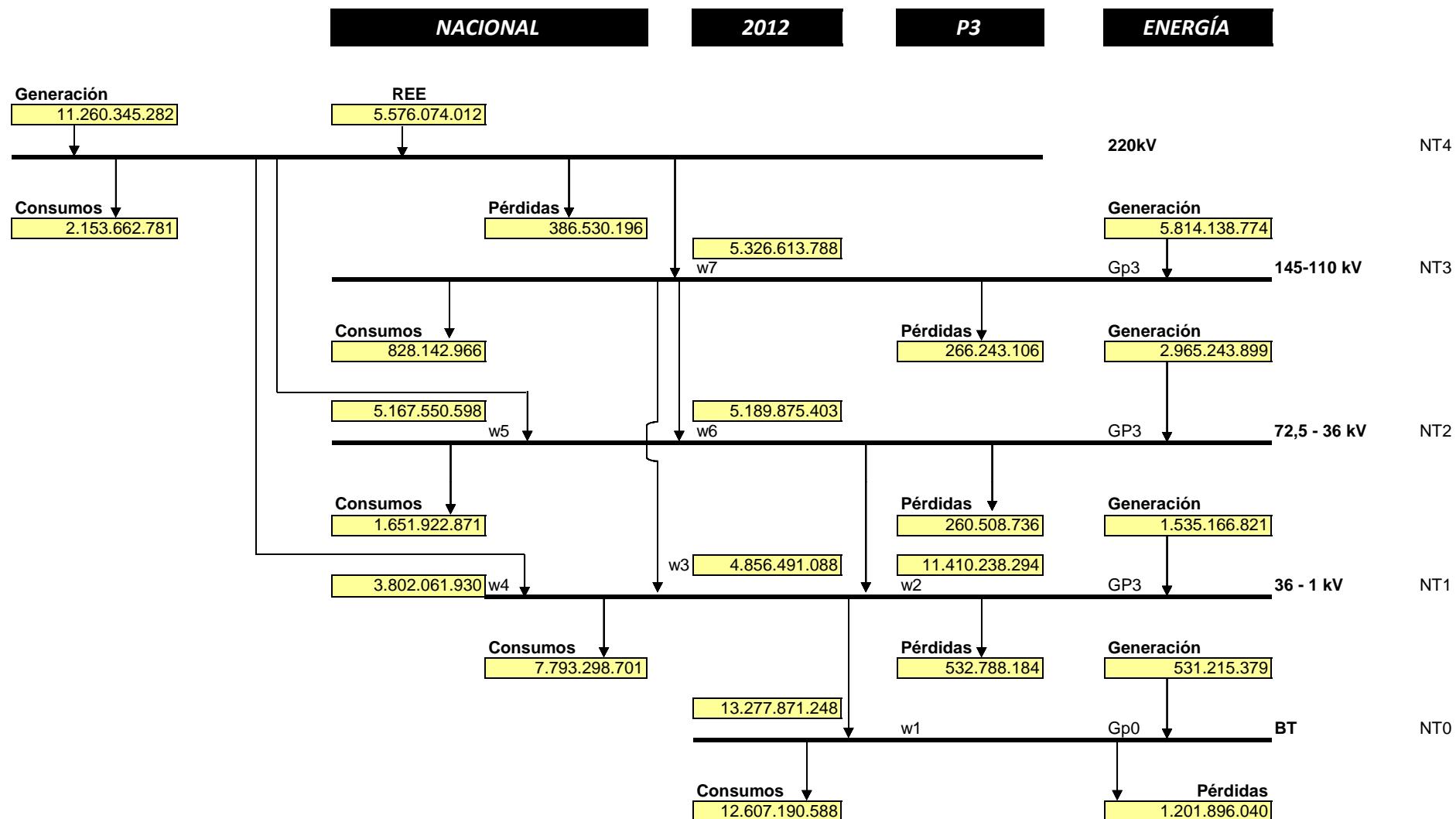
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014



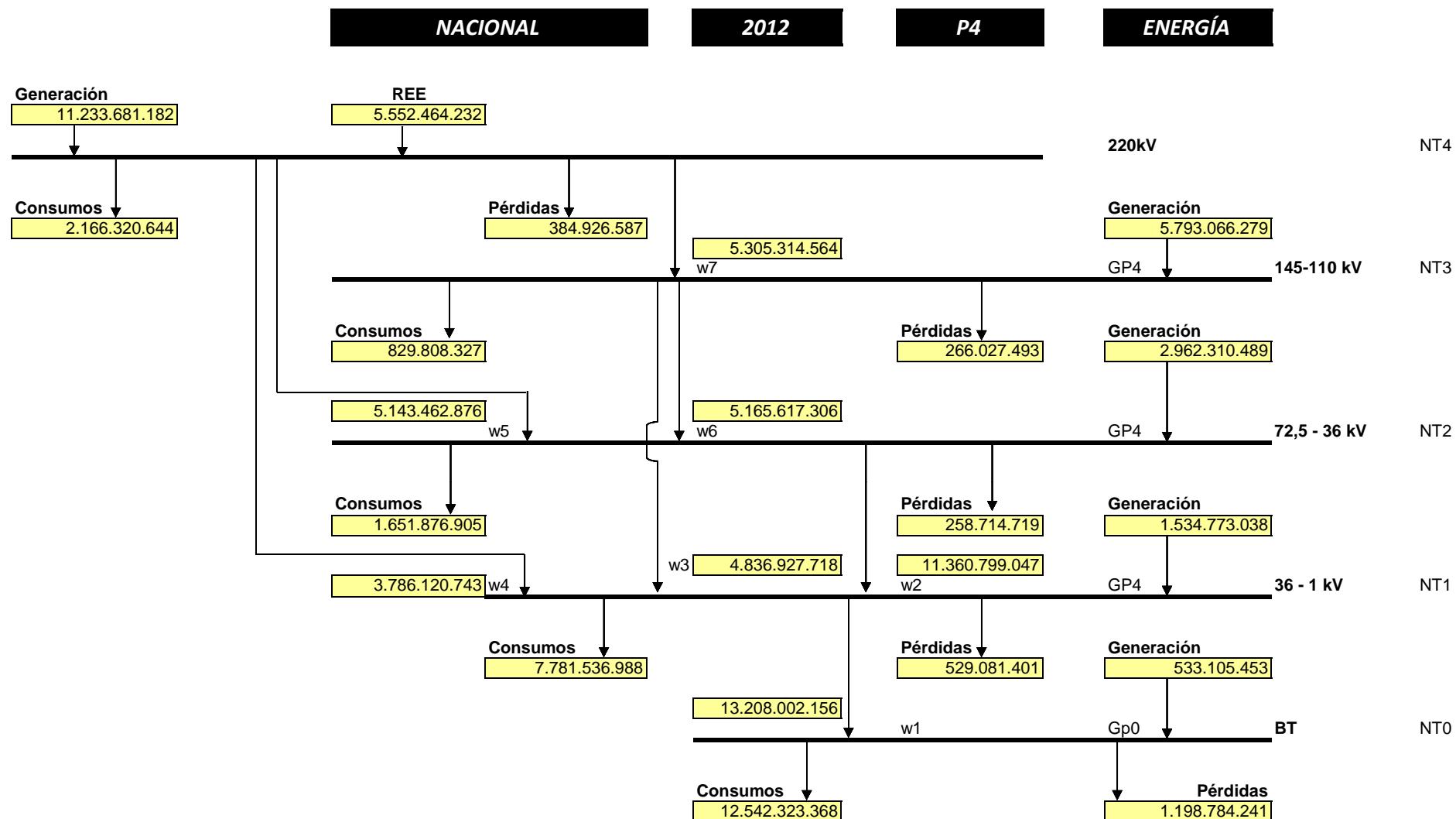
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014



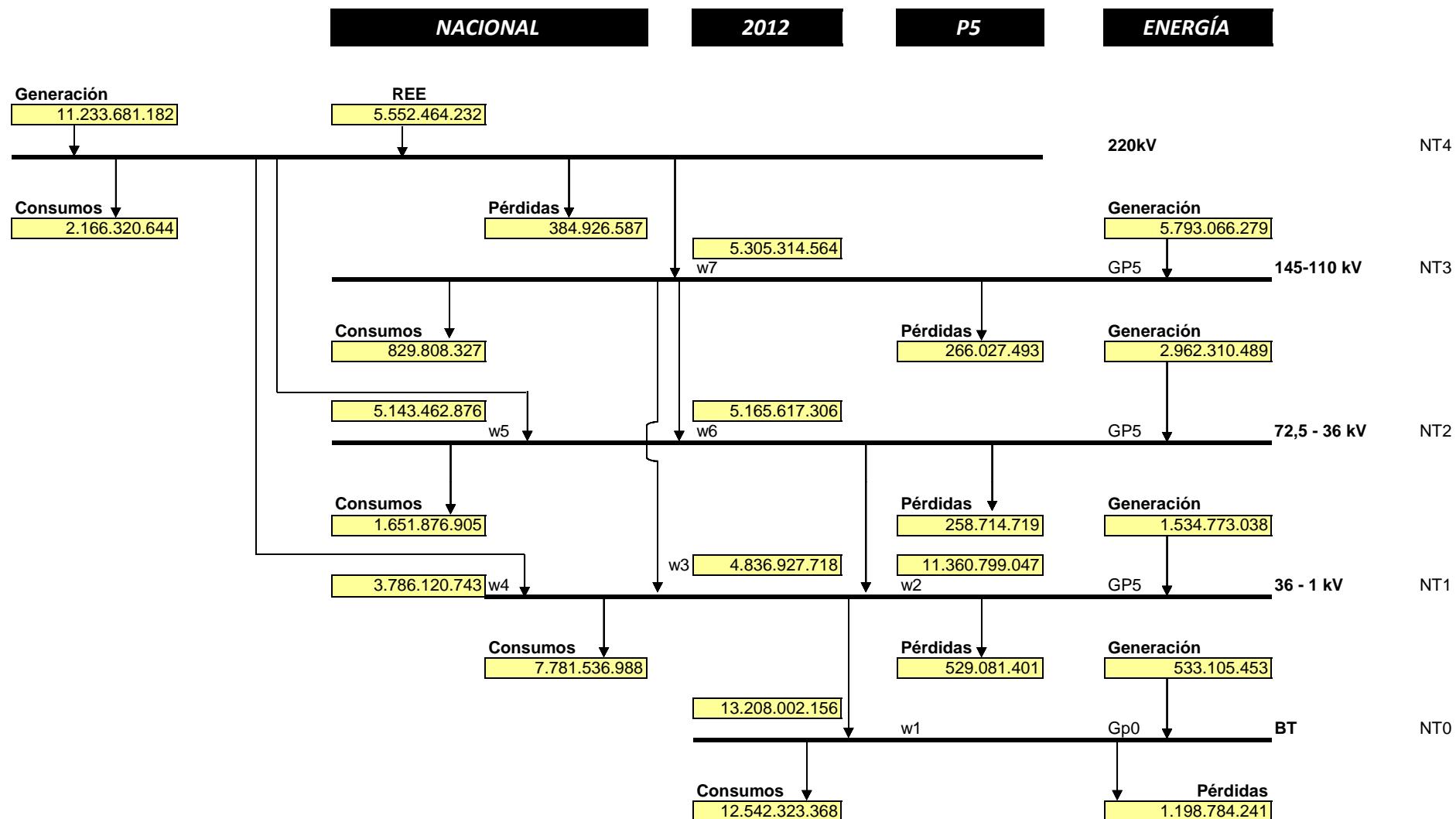
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014



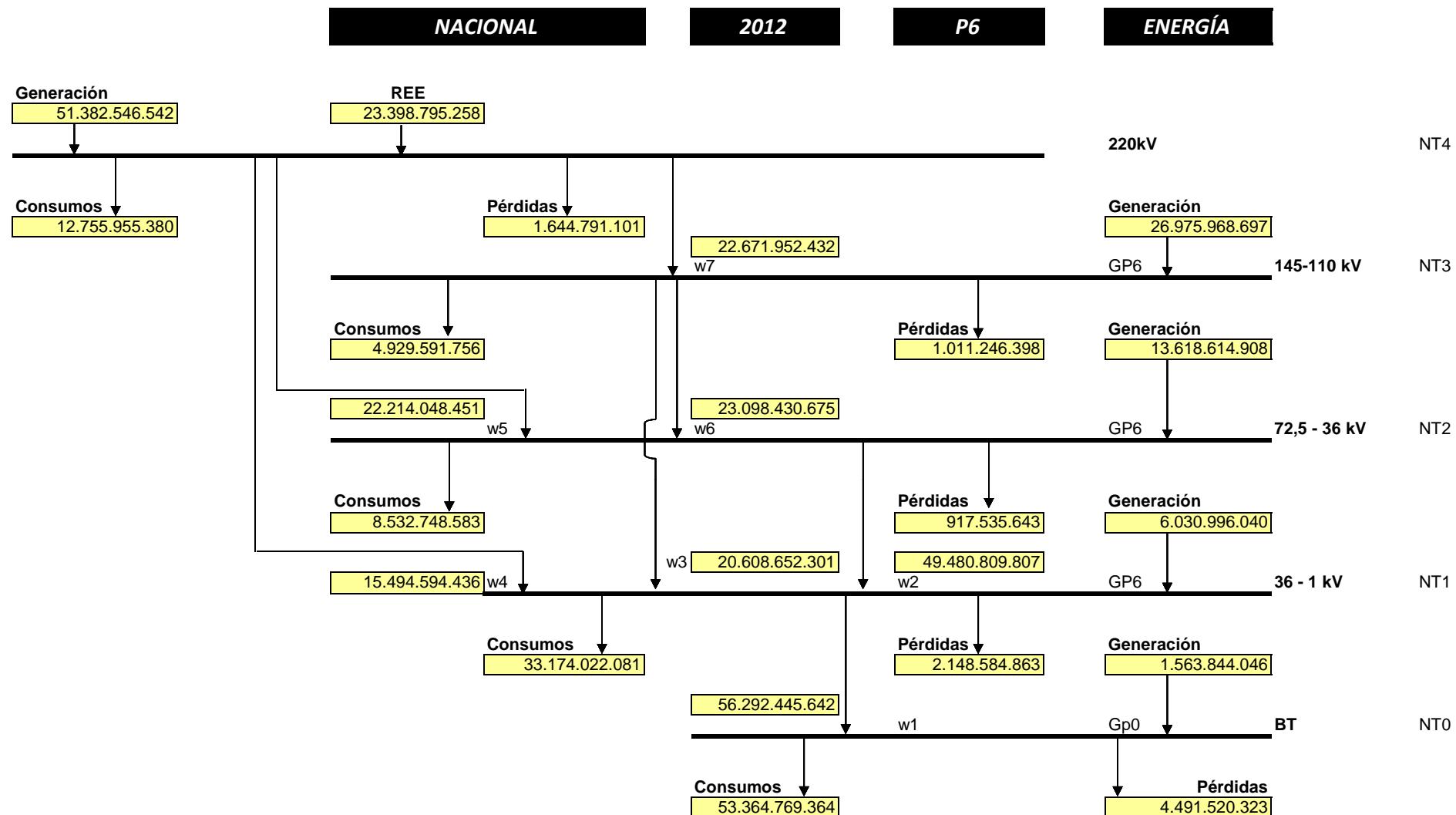
(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014



(\*) Unidades en kWh

## BALANCE ENERGÉTICO. CIRCULAR 3/2014



(\*) Unidades en kWh

## **ANEXO VI. ANÁLIS DE SENSIBILIDAD AL NÚMERO DE HORAS INCLUIDO EN LOS BALANCES DE POTENCIA**

*Memoria justificativa de la 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*

## Metodología asignación costes T &D. Impacto nº de Balances por periodo considerados

### I.- Costes de Transporte y Distribución a recuperar por grupo tarifario (Miles de €)

GT	Miles de €									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>4.618.114</b>	<b>4.642.907</b>	<b>4.656.440</b>	<b>4.665.891</b>	<b>4.668.955</b>	<b>4.674.063</b>	<b>4.683.056</b>	<b>4.678.793</b>	<b>4.666.549</b>	<b>4.657.022</b>
2.0A	3.402.616	3.421.494	3.431.800	3.438.996	3.441.329	3.445.219	3.452.067	3.448.821	3.439.496	3.432.241
2.0 DHA	269.289	270.697	271.466	272.003	272.177	272.467	272.978	272.736	272.040	271.499
2.0 DHS	130	131	131	132	132	132	132	132	132	131
3.0A	946.079	950.585	953.043	954.760	955.317	956.245	957.878	957.104	954.881	953.151
<b>NT1</b>	<b>1.535.020</b>	<b>1.513.468</b>	<b>1.503.829</b>	<b>1.495.175</b>	<b>1.491.758</b>	<b>1.486.750</b>	<b>1.476.951</b>	<b>1.480.611</b>	<b>1.492.139</b>	<b>1.500.667</b>
3.1 A	454.243	447.270	444.082	441.255	440.167	438.534	435.320	436.506	440.322	443.139
6.1	1.080.777	1.066.198	1.059.747	1.053.920	1.051.591	1.048.217	1.041.631	1.044.105	1.051.817	1.057.528
<b>6.2</b>	<b>175.719</b>	<b>175.763</b>	<b>174.961</b>	<b>175.349</b>	<b>175.497</b>	<b>175.497</b>	<b>174.911</b>	<b>175.011</b>	<b>175.221</b>	<b>175.825</b>
6.3	57.874	57.362	56.558	56.644	56.855	57.186	57.714	58.167	58.495	58.604
6.4	170.254	167.480	165.193	163.921	163.916	163.484	164.350	164.400	164.577	164.863
<b>TOTAL</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>	<b>6.556.981</b>

GT	%									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>70,4%</b>	<b>70,8%</b>	<b>71,0%</b>	<b>71,2%</b>	<b>71,2%</b>	<b>71,3%</b>	<b>71,4%</b>	<b>71,4%</b>	<b>71,2%</b>	<b>71,0%</b>
2.0A	51,9%	52,2%	52,3%	52,4%	52,5%	52,5%	52,6%	52,6%	52,5%	52,3%
2.0 DHA	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,1%	4,1%
2.0 DHS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.0A	14,4%	14,5%	14,5%	14,6%	14,6%	14,6%	14,6%	14,6%	14,6%	14,5%
<b>NT1</b>	<b>23,4%</b>	<b>23,1%</b>	<b>22,9%</b>	<b>22,8%</b>	<b>22,8%</b>	<b>22,7%</b>	<b>22,5%</b>	<b>22,6%</b>	<b>22,8%</b>	<b>22,9%</b>
3.1 A	6,9%	6,8%	6,8%	6,7%	6,7%	6,7%	6,6%	6,7%	6,7%	6,8%
6.1	16,5%	16,3%	16,2%	16,1%	16,0%	16,0%	15,9%	15,9%	16,0%	16,1%
<b>6.2</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>
6.3	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
6.4	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

GT	Coste Unitario (€/MWh)									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>40,08</b>	<b>40,29</b>	<b>40,41</b>	<b>40,49</b>	<b>40,52</b>	<b>40,56</b>	<b>40,64</b>	<b>40,60</b>	<b>40,50</b>	<b>40,41</b>
2.0A	49,20	49,47	49,62	49,72	49,76	49,81	49,91	49,86	49,73	49,63
2.0 DHA	25,66	25,79	25,86	25,92	25,93	25,96	26,01	25,99	25,92	25,87
2.0 DHS	29,58	29,73	29,82	29,88	29,90	29,93	29,98	29,96	29,88	29,82
3.0A	26,60	26,73	26,80	26,84	26,86	26,89	26,93	26,91	26,85	26,80
<b>NT1</b>	<b>21,85</b>	<b>21,54</b>	<b>21,40</b>	<b>21,28</b>	<b>21,23</b>	<b>21,16</b>	<b>21,02</b>	<b>21,07</b>	<b>21,24</b>	<b>21,36</b>
3.1 A	29,35	28,90	28,69	28,51	28,44	28,33	28,12	28,20	28,45	28,63
6.1	19,73	19,46	19,35	19,24	19,20	19,14	19,02	19,06	19,20	19,31
<b>6.2</b>	<b>10,60</b>	<b>10,60</b>	<b>10,55</b>	<b>10,57</b>	<b>10,58</b>	<b>10,58</b>	<b>10,55</b>	<b>10,55</b>	<b>10,57</b>	<b>10,60</b>
6.3	6,40	6,35	6,26	6,27	6,29	6,33	6,39	6,44	6,47	6,49
6.4	7,20	7,08	6,99	6,93	6,93	6,92	6,95	6,95	6,96	6,97
<b>TOTAL</b>	<b>27,93</b>									



## Metodología asignación costes T &D. Impacto nº de Balances por periodo considerados

### I.- Costes de Transporte y Distribución a recuperar por grupo tarifario por Término de Potencia (Miles de €)

GT	Miles de €									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>3.925.842</b>	<b>3.950.635</b>	<b>3.964.168</b>	<b>3.973.619</b>	<b>3.976.683</b>	<b>3.981.790</b>	<b>3.990.783</b>	<b>3.986.521</b>	<b>3.974.277</b>	<b>3.964.750</b>
2.0A	2.989.470	3.008.348	3.018.654	3.025.850	3.028.183	3.032.073	3.038.921	3.035.675	3.026.350	3.019.095
2.0 DHA	223.044	224.453	225.222	225.759	225.933	226.223	226.734	226.492	225.796	225.255
2.0 DHS	109	109	110	110	110	110	110	110	110	110
3.0A	713.219	717.725	720.183	721.900	722.457	723.385	725.018	724.244	722.021	720.291
<b>NT1</b>	<b>1.144.269</b>	<b>1.122.718</b>	<b>1.113.079</b>	<b>1.104.425</b>	<b>1.101.008</b>	<b>1.096.000</b>	<b>1.086.200</b>	<b>1.089.860</b>	<b>1.101.389</b>	<b>1.109.916</b>
3.1 A	372.976	366.004	362.816	359.989	358.901	357.267	354.054	355.240	359.056	361.873
6.1	771.293	756.714	750.263	744.436	742.107	738.733	732.147	734.621	742.333	748.044
<b>6.2</b>	<b>134.910</b>	<b>134.954</b>	<b>134.151</b>	<b>134.539</b>	<b>134.688</b>	<b>134.688</b>	<b>134.102</b>	<b>134.201</b>	<b>134.412</b>	<b>135.015</b>
6.3	42.067	41.555	40.751	40.837	41.048	41.379	41.907	42.360	42.688	42.797
6.4	127.937	125.163	122.876	121.604	121.598	121.167	122.032	122.082	122.259	122.546
<b>TOTAL</b>	<b>5.375.025</b>	<b>5.375.025</b>	<b>5.375.025</b>	<b>5.375.025</b>	<b>5.375.025</b>	<b>5.375.025</b>	<b>5.375.025</b>	<b>5.375.025</b>	<b>5.375.025</b>	<b>5.375.025</b>

GT	%									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>73,0%</b>	<b>73,5%</b>	<b>73,8%</b>	<b>73,9%</b>	<b>74,0%</b>	<b>74,1%</b>	<b>74,2%</b>	<b>74,2%</b>	<b>73,9%</b>	<b>73,8%</b>
2.0A	55,6%	56,0%	56,2%	56,3%	56,3%	56,4%	56,5%	56,5%	56,3%	56,2%
2.0 DHA	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
2.0 DHS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.0A	13,3%	13,4%	13,4%	13,4%	13,4%	13,5%	13,5%	13,5%	13,4%	13,4%
<b>NT1</b>	<b>21,3%</b>	<b>20,9%</b>	<b>20,7%</b>	<b>20,5%</b>	<b>20,5%</b>	<b>20,4%</b>	<b>20,2%</b>	<b>20,3%</b>	<b>20,5%</b>	<b>20,6%</b>
3.1 A	6,9%	6,8%	6,8%	6,7%	6,7%	6,6%	6,6%	6,6%	6,7%	6,7%
6.1	14,3%	14,1%	14,0%	13,8%	13,8%	13,7%	13,6%	13,7%	13,8%	13,9%
<b>6.2</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>
6.3	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
6.4	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

GT	Coste Unitario (€/MWh)									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>34,07</b>	<b>34,28</b>	<b>34,40</b>	<b>34,48</b>	<b>34,51</b>	<b>34,55</b>	<b>34,63</b>	<b>34,60</b>	<b>34,49</b>	<b>34,41</b>
2.0A	43,22	43,50	43,65	43,75	43,78	43,84	43,94	43,89	43,76	43,65
2.0 DHA	21,25	21,39	21,46	21,51	21,53	21,55	21,60	21,58	21,51	21,46
2.0 DHS	24,64	24,80	24,88	24,94	24,96	24,99	25,05	25,02	24,94	24,89
3.0A	20,05	20,18	20,25	20,30	20,31	20,34	20,38	20,36	20,30	20,25
<b>NT1</b>	<b>16,29</b>	<b>15,98</b>	<b>15,84</b>	<b>15,72</b>	<b>15,67</b>	<b>15,60</b>	<b>15,46</b>	<b>15,51</b>	<b>15,68</b>	<b>15,80</b>
3.1 A	24,10	23,65	23,44	23,26	23,19	23,08	22,87	22,95	23,20	23,38
6.1	14,08	13,81	13,70	13,59	13,55	13,49	13,37	13,41	13,55	13,66
<b>6.2</b>	<b>8,14</b>	<b>8,14</b>	<b>8,09</b>	<b>8,11</b>	<b>8,12</b>	<b>8,12</b>	<b>8,09</b>	<b>8,09</b>	<b>8,11</b>	<b>8,14</b>
6.3	4,66	4,60	4,51	4,52	4,54	4,58	4,64	4,69	4,72	4,74
6.4	5,41	5,29	5,20	5,14	5,14	5,13	5,16	5,16	5,17	5,18
<b>TOTAL</b>	<b>22,90</b>									



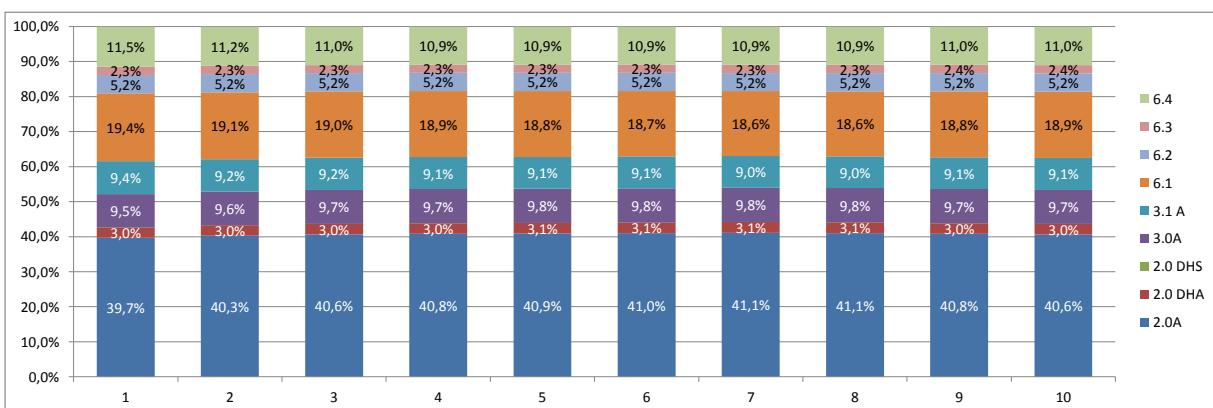
## Metodología asignación costes T &D. Impacto nº de Balances por periodo considerados

### I.- Costes de Transporte a recuperar por grupo tarifario por Término de Potencia (Miles de €)

GT	Miles de €									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>581.670</b>	<b>590.245</b>	<b>595.183</b>	<b>598.193</b>	<b>599.121</b>	<b>600.678</b>	<b>602.717</b>	<b>601.377</b>	<b>598.069</b>	<b>595.353</b>
2.0A	442.971	449.499	453.260	455.551	456.258	457.444	458.997	457.976	455.456	453.388
2.0 DHA	33.050	33.537	33.818	33.989	34.041	34.130	34.246	34.170	33.982	33.827
2.0 DHS	16	16	16	17	17	17	17	17	17	16
3.0A	105.634	107.192	108.089	108.636	108.805	109.088	109.458	109.215	108.614	108.121
<b>NT1</b>	<b>321.316</b>	<b>316.128</b>	<b>314.321</b>	<b>312.280</b>	<b>311.199</b>	<b>309.858</b>	<b>306.962</b>	<b>307.924</b>	<b>310.921</b>	<b>313.092</b>
3.1 A	104.683	103.001	102.399	101.732	101.387	100.950	100.001	100.312	101.305	102.022
6.1	216.633	213.127	211.922	210.549	209.812	208.907	206.961	207.612	209.616	211.069
<b>6.2</b>	<b>58.401</b>	<b>58.141</b>	<b>57.823</b>	<b>58.085</b>	<b>58.117</b>	<b>58.128</b>	<b>57.795</b>	<b>57.855</b>	<b>57.797</b>	<b>58.005</b>
<b>6.3</b>	<b>26.105</b>	<b>25.752</b>	<b>25.226</b>	<b>25.267</b>	<b>25.394</b>	<b>25.598</b>	<b>25.922</b>	<b>26.191</b>	<b>26.382</b>	<b>26.433</b>
<b>6.4</b>	<b>127.937</b>	<b>125.163</b>	<b>122.876</b>	<b>121.604</b>	<b>121.598</b>	<b>121.167</b>	<b>122.032</b>	<b>122.082</b>	<b>122.259</b>	<b>122.546</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.115.429</b>	<b>1.115.429</b>	<b>1.115.429</b>	<b>1.115.429</b>	<b>1.115.429</b>	<b>1.115.429</b>	<b>1.115.429</b>	<b>1.115.429</b>	<b>1.115.429</b>	<b>1.115.429</b>

GT	%									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>52,1%</b>	<b>52,9%</b>	<b>53,4%</b>	<b>53,6%</b>	<b>53,7%</b>	<b>53,9%</b>	<b>54,0%</b>	<b>53,9%</b>	<b>53,6%</b>	<b>53,4%</b>
2.0A	39,7%	40,3%	40,6%	40,8%	40,9%	41,0%	41,1%	41,1%	40,8%	40,6%
2.0 DHA	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%
2.0 DHS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.0A	9,5%	9,6%	9,7%	9,7%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,7%	9,7%
<b>NT1</b>	<b>28,8%</b>	<b>28,3%</b>	<b>28,2%</b>	<b>28,0%</b>	<b>27,9%</b>	<b>27,8%</b>	<b>27,5%</b>	<b>27,6%</b>	<b>27,9%</b>	<b>28,1%</b>
3.1 A	9,4%	9,2%	9,2%	9,1%	9,1%	9,1%	9,0%	9,0%	9,1%	9,1%
6.1	19,4%	19,1%	19,0%	18,9%	18,8%	18,7%	18,6%	18,6%	18,8%	18,9%
<b>6.2</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,2%</b>
<b>6.3</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,4%</b>	<b>2,4%</b>
<b>6.4</b>	<b>11,5%</b>	<b>11,2%</b>	<b>11,0%</b>	<b>10,9%</b>	<b>10,9%</b>	<b>10,9%</b>	<b>10,9%</b>	<b>10,9%</b>	<b>11,0%</b>	<b>11,0%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

GT	Coste Unitario (€/MWh)									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>5,05</b>	<b>5,12</b>	<b>5,17</b>	<b>5,19</b>	<b>5,20</b>	<b>5,21</b>	<b>5,23</b>	<b>5,22</b>	<b>5,19</b>	<b>5,17</b>
2.0A	6,40	6,50	6,55	6,59	6,60	6,61	6,64	6,62	6,59	6,56
2.0 DHA	3,15	3,20	3,22	3,24	3,24	3,25	3,26	3,26	3,24	3,22
2.0 DHS	3,65	3,71	3,74	3,75	3,76	3,77	3,78	3,77	3,75	3,74
3.0A	2,97	3,01	3,04	3,05	3,06	3,07	3,08	3,07	3,05	3,04
<b>NT1</b>	<b>4,57</b>	<b>4,50</b>	<b>4,47</b>	<b>4,44</b>	<b>4,43</b>	<b>4,41</b>	<b>4,37</b>	<b>4,38</b>	<b>4,43</b>	<b>4,46</b>
3.1 A	6,76	6,65	6,62	6,57	6,55	6,52	6,46	6,48	6,54	6,59
6.1	3,95	3,89	3,87	3,84	3,83	3,81	3,78	3,79	3,83	3,85
<b>6.2</b>	<b>3,52</b>	<b>3,51</b>	<b>3,49</b>	<b>3,50</b>	<b>3,50</b>	<b>3,51</b>	<b>3,49</b>	<b>3,49</b>	<b>3,49</b>	<b>3,50</b>
<b>6.3</b>	<b>2,89</b>	<b>2,85</b>	<b>2,79</b>	<b>2,80</b>	<b>2,81</b>	<b>2,83</b>	<b>2,87</b>	<b>2,90</b>	<b>2,92</b>	<b>2,93</b>
<b>6.4</b>	<b>5,41</b>	<b>5,29</b>	<b>5,20</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,13</b>	<b>5,16</b>	<b>5,16</b>	<b>5,17</b>	<b>5,18</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4,75</b>									



## Metodología asignación costes T &D. Impacto nº de Balances por periodo considerados

### I.- Costes de Distribución a recuperar por grupo tarifario por Término de Potencia (Miles de €)

GT	Miles de €									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>3.344.172</b>	<b>3.360.390</b>	<b>3.368.985</b>	<b>3.375.426</b>	<b>3.377.562</b>	<b>3.381.112</b>	<b>3.388.066</b>	<b>3.385.144</b>	<b>3.376.208</b>	<b>3.369.397</b>
2.0A	2.546.500	2.558.849	2.565.395	2.570.299	2.571.925	2.574.629	2.579.925	2.577.699	2.570.894	2.565.706
2.0 DHA	189.994	190.916	191.404	191.770	191.891	192.093	192.488	192.322	191.814	191.427
2.0 DHS	93	93	93	93	93	94	94	94	93	93
3.0A	607.585	610.532	612.093	613.264	613.652	614.297	615.560	615.029	613.407	612.170
<b>NT1</b>	<b>822.953</b>	<b>806.590</b>	<b>798.757</b>	<b>792.144</b>	<b>789.809</b>	<b>786.142</b>	<b>779.238</b>	<b>781.937</b>	<b>790.467</b>	<b>796.825</b>
3.1 A	268.294	263.003	260.417	258.257	257.514	256.317	254.052	254.927	257.750	259.850
6.1	554.660	543.587	538.340	533.888	532.296	529.825	525.186	527.009	532.717	536.974
<b>6.2</b>	<b>76.509</b>	<b>76.813</b>	<b>76.328</b>	<b>76.454</b>	<b>76.571</b>	<b>76.560</b>	<b>76.307</b>	<b>76.347</b>	<b>76.615</b>	<b>77.010</b>
<b>6.3</b>	<b>15.962</b>	<b>15.803</b>	<b>15.525</b>	<b>15.571</b>	<b>15.654</b>	<b>15.781</b>	<b>15.985</b>	<b>16.169</b>	<b>16.306</b>	<b>16.364</b>
<b>6.4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4.259.596</b>	<b>4.259.596</b>	<b>4.259.596</b>	<b>4.259.596</b>	<b>4.259.596</b>	<b>4.259.596</b>	<b>4.259.596</b>	<b>4.259.596</b>	<b>4.259.596</b>	<b>4.259.596</b>

GT	%									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>78,5%</b>	<b>78,9%</b>	<b>79,1%</b>	<b>79,2%</b>	<b>79,3%</b>	<b>79,4%</b>	<b>79,5%</b>	<b>79,5%</b>	<b>79,3%</b>	<b>79,1%</b>
2.0A	59,8%	60,1%	60,2%	60,3%	60,4%	60,4%	60,6%	60,5%	60,4%	60,2%
2.0 DHA	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
2.0 DHS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.0A	14,3%	14,3%	14,4%	14,4%	14,4%	14,4%	14,5%	14,4%	14,4%	14,4%
<b>NT1</b>	<b>19,3%</b>	<b>18,9%</b>	<b>18,8%</b>	<b>18,6%</b>	<b>18,5%</b>	<b>18,5%</b>	<b>18,3%</b>	<b>18,4%</b>	<b>18,6%</b>	<b>18,7%</b>
3.1 A	6,3%	6,2%	6,1%	6,1%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,1%	6,1%
6.1	13,0%	12,8%	12,6%	12,5%	12,5%	12,4%	12,3%	12,4%	12,5%	12,6%
<b>6.2</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>
<b>6.3</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>
<b>6.4</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

GT	Coste Unitario (€/MWh)									
	1 Balance por periodo	2 Balances por periodo	3 Balances por periodo	4 Balances por periodo	5 Balances por periodo	6 Balances por periodo	7 Balances por periodo	8 Balances por periodo	9 Balances por periodo	10 Balances por periodo
<b>NT0</b>	<b>29,02</b>	<b>29,16</b>	<b>29,24</b>	<b>29,29</b>	<b>29,31</b>	<b>29,34</b>	<b>29,40</b>	<b>29,38</b>	<b>29,30</b>	<b>29,24</b>
2.0A	36,82	37,00	37,09	37,16	37,19	37,23	37,30	37,27	37,17	37,10
2.0 DHA	18,10	18,19	18,24	18,27	18,28	18,30	18,34	18,32	18,28	18,24
2.0 DHS	20,99	21,09	21,15	21,19	21,20	21,22	21,27	21,25	21,19	21,15
3.0A	17,08	17,17	17,21	17,24	17,25	17,27	17,31	17,29	17,25	17,21
<b>NT1</b>	<b>11,71</b>	<b>11,48</b>	<b>11,37</b>	<b>11,27</b>	<b>11,24</b>	<b>11,19</b>	<b>11,09</b>	<b>11,13</b>	<b>11,25</b>	<b>11,34</b>
3.1 A	17,33	16,99	16,82	16,68	16,64	16,56	16,41	16,47	16,65	16,79
6.1	10,13	9,92	9,83	9,75	9,72	9,67	9,59	9,62	9,72	9,80
<b>6.2</b>	<b>4,61</b>	<b>4,63</b>	<b>4,60</b>	<b>4,61</b>	<b>4,62</b>	<b>4,62</b>	<b>4,60</b>	<b>4,60</b>	<b>4,62</b>	<b>4,64</b>
<b>6.3</b>	<b>1,77</b>	<b>1,75</b>	<b>1,72</b>	<b>1,72</b>	<b>1,73</b>	<b>1,75</b>	<b>1,77</b>	<b>1,79</b>	<b>1,80</b>	<b>1,81</b>
<b>6.4</b>	<b>0,00</b>									
<b>TOTAL</b>	<b>18,15</b>									



## **Metodología asignación costes T &D. Impacto distribución Costes Potencia y Energía**

### **III.- Costes de Transporte y Distribución unitarios de Potencia**

**1 Balance por periodo**

Grupo	1	2	3	4	5	6
2.0A	25,9924					
2.0 DHA	25,9924					
2.0 DHS	25,9924					
3.0A	8,3612	16,0851	1,5671			
3.1 A	25,2887	23,4119	1,0340			
6.1	18,2017	15,1121	9,6243	3,7919	0,3267	1,2952
6.2	15,2257	11,8400	7,9461	3,2265	0,3264	1,0704
6.3	8,6512	8,1519	4,2181	2,1507	0,2268	1,0440
6.4	14,4120	8,8744	4,8355	2,7644	0,3109	1,3612

**Potencia (€/kW)**

1	2	3	4	5	6
25,9924					
25,9924					
25,9924					
8,3612	16,0851	1,5671			
25,2887	23,4119	1,0340			
18,2017	15,1121	9,6243	3,7919	0,3267	1,2952
15,2257	11,8400	7,9461	3,2265	0,3264	1,0704
8,6512	8,1519	4,2181	2,1507	0,2268	1,0440
14,4120	8,8744	4,8355	2,7644	0,3109	1,3612

**Relación de precios respecto Valle**

1	2	3	4	5	6
5,34	10,26	1,00			
24,46	22,64	1,00			
14,05	11,67	7,43	2,93	0,25	1,00
14,22	11,06	7,42	3,01	0,30	1,00
8,29	7,81	4,04	2,06	0,22	1,00
10,59	6,52	3,55	2,03	0,23	1,00

**2 Balances por periodo**

Grupo	1	2	3	4	5	6
2.0A	26,1565					
2.0 DHA	26,1565					
2.0 DHS	26,1565					
3.0A	8,4317	16,1622	1,5838			
3.1 A	24,6975	23,1532	0,9529			
6.1	17,7780	15,1201	9,2578	3,7880	0,3168	1,1937
6.2	15,4666	11,8382	7,8063	3,2343	0,3315	0,9984
6.3	9,3054	7,5023	4,2239	2,1200	0,2089	0,9253
6.4	14,1147	8,6452	4,9992	2,6624	0,3018	1,1644

**Potencia (€/kW)**

1	2	3	4	5	6
26,1565					
26,1565					
26,1565					
8,4317	16,1622	1,5838			
24,6975	23,1532	0,9529			
17,7780	15,1201	9,2578	3,7880	0,3168	1,1937
15,4666	11,8382	7,8063	3,2343	0,3315	0,9984
9,3054	7,5023	4,2239	2,1200	0,2089	0,9253
14,1147	8,6452	4,9992	2,6624	0,3018	1,1644

**Relación de precios respecto Valle**

1	2	3	4	5	6
5,32	10,20	1,00			
25,92	24,30	1,00			
14,89	12,67	7,76	3,17	0,27	1,00
15,49	11,86	7,82	3,24	0,33	1,00
10,06	8,11	4,56	2,29	0,23	1,00
12,12	7,42	4,29	2,29	0,26	1,00

**3 Balances por periodo**

Grupo	1	2	3	4	5	6
2.0A	26,2461					
2.0 DHA	26,2461					
2.0 DHS	26,2461					
3.0A	8,4650	16,2156	1,5868			
3.1 A	24,5034	22,9325	0,9438			
6.1	17,3345	15,0260	9,3578	3,8272	0,3133	1,1822
6.2	15,2906	11,8191	7,7338	3,2720	0,3346	0,9865
6.3	9,0481	7,2270	4,3165	2,1200	0,2041	0,8902
6.4	13,8277	8,4614	5,0072	2,6089	0,3049	1,0984

**Potencia (€/kW)**

1	2	3	4	5	6
26,2461					
26,2461					
26,2461					
8,4650	16,2156	1,5868			
24,5034	22,9325	0,9438			
17,3345	15,0260	9,3578	3,8272	0,3133	1,1822
15,2906	11,8191	7,7338	3,2720	0,3346	0,9865
9,0481	7,2270	4,3165	2,1200	0,2041	0,8902
13,8277	8,4614	5,0072	2,6089	0,3049	1,0984

**Relación de precios respecto Valle**

1	2	3	4	5	6
5,33	10,22	1,00			
25,96	24,30	1,00			
14,66	12,71	7,92	3,24	0,27	1,00
15,50	11,98	7,84	3,32	0,34	1,00
10,16	8,12	4,85	2,38	0,23	1,00
12,59	7,70	4,56	2,38	0,28	1,00

**4 Balances por periodo**

Grupo	1	2	3	4	5	6
2.0A	26,3087					
2.0 DHA	26,3087					
2.0 DHS	26,3087					
3.0A	8,4852	16,2527	1,5921			
3.1 A	24,3375	22,7567	0,9119			
6.1	17,0293	14,9495	9,3970	3,8453	0,3137	1,1423
6.2	15,2938	11,9163	7,7395	3,2955	0,3374	0,9710
6.3	9,2371	7,1496	4,2984	2,1451	0,2035	0,8564
6.4	13,6936	8,1741	5,1366	2,5972	0,3076	1,0707

**Potencia (€/kW)**

1	2	3	4	5	6
26,3087					
26,3087					
26,3087					
8,4852	16,2527	1,5921			
24,3375	22,7567	0,9119			
17,0293	14,9495	9,3970	3,8453	0,3137	1,1423
15,2938	11,9163	7,7395	3,2955	0,3374	0,9710
9,2371	7,1496	4,2984	2,1451	0,2035	0,8564
13,6936	8,1741	5,1366	2,5972	0,3076	1,0707

1	2	3	4	5	6
5,33	10,21	1,00			
26,69	24,95	1,00			
14,91	13,09	8,23	3,37	0,27	1,00
15,75	12,27	7,97	3,39	0,35	1,00
10,79	8,35	5,02	2,50	0,24	1,00
12,79	7,63	4,80	2,43	0,29	1,00

**5 Balances por periodo**

Grupo	Potencia (€/kW)						Relación de precios respecto Valle					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	26,3290											
2.0 DHA	26,3290											
2.0 DHS	26,3290											
3.0A	8,4935	16,2621	1,5947									
3.1 A	24,2423	22,7221	0,8965									
6.1	17,0764	14,9046	9,2824	3,8359	0,3151	1,1230						
6.2	15,3641	11,9482	7,6692	3,3151	0,3386	0,9658						
6.3	9,4184	7,0776	4,3337	2,1634	0,2022	0,8424						
6.4	13,4164	8,2914	5,2889	2,5941	0,3067	1,0507						

**6 Balances por periodo**

Grupo	Potencia (€/kW)						Relación de precios respecto Valle					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	26,3628											
2.0 DHA	26,3628											
2.0 DHS	26,3628											
3.0A	8,5053	16,2829	1,5960									
3.1 A	24,1289	22,6267	0,8878									
6.1	16,9826	14,8198	9,2490	3,8493	0,3134	1,1120						
6.2	15,4444	11,9500	7,6243	3,2841	0,3375	0,9647						
6.3	9,5563	7,1053	4,3793	2,1557	0,2045	0,8424						
6.4	13,1635	8,3334	5,3807	2,5845	0,3041	1,0464						

**7 Balances por periodo**

Grupo	Potencia (€/kW)						Relación de precios respecto Valle					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	26,4223											
2.0 DHA	26,4223											
2.0 DHS	26,4223											
3.0A	8,5340	16,3131	1,5967									
3.1 A	23,8683	22,4605	0,8834									
6.1	16,6991	14,7847	9,1591	3,8450	0,3146	1,1065						
6.2	15,3460	11,8848	7,6149	3,2763	0,3353	0,9713						
6.3	9,8437	7,1664	4,3823	2,1558	0,2056	0,8307						
6.4	13,2293	8,4059	5,4710	2,5856	0,2998	1,0412						

**8 Balances por periodo**

Grupo	Potencia (€/kW)						Relación de precios respecto Valle					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0A	26,3941											
2.0 DHA	26,3941											
2.0 DHS	26,3941											
3.0A	8,5242	16,2952	1,5961									
3.1 A	23,9637	22,5182	0,8890									
6.1	16,7248	14,8284	9,2288	3,8527	0,3141	1,1136						
6.2	15,3427	11,9193	7,6253	3,2599	0,3345	0,9752						
6.3	10,0138	7,3121	4,3539	2,1496	0,2042	0,8300						
6.4	13,2275	8,4742	5,4246	2,5907	0,3007	1,0311						

**9 Balances por periodo**

Grupo	Potencia (€/kW)						Relación de precios respecto Valle
	1	2	3	4	5	6	
2.0A	26,3130						
2.0 DHA	26,3130						
2.0 DHS	26,3130						
3.0A	8,4840	16,2534	1,5971				
3.1 A	24,2522	22,7479	0,8827				
6.1	17,2249	14,8533	9,2181	3,8425	0,3145	1,1056	
6.2	15,4817	11,8618	7,6251	3,2500	0,3338	0,9721	
6.3	10,0100	7,3770	4,4502	2,1775	0,2031	0,8279	
6.4	13,1837	8,4712	5,4790	2,6228	0,3010	1,0267	

**10 Balances por periodo**

Grupo	Potencia (€/kW)						Relación de precios respecto Valle
	1	2	3	4	5	6	
2.0A	26,2500						
2.0 DHA	26,2500						
2.0 DHS	26,2500						
3.0A	8,4516	16,2227	1,5970				
3.1 A	24,4752	22,9012	0,8842				
6.1	17,6027	14,8389	9,2275	3,8331	0,3150	1,1076	
6.2	15,5939	11,9197	7,6159	3,2646	0,3341	0,9757	
6.3	10,0231	7,3969	4,4962	2,1624	0,2033	0,8270	
6.4	13,2388	8,5095	5,4812	2,6132	0,3026	1,0186	

