



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR
LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA 2016 Y SE
APRUEBAN DETERMINADAS INSTALACIONES TIPO
Y PARÁMETROS RETRIBUTIVOS DE
INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA
RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS**

IPN/DE/017/15

3 de diciembre de 2015

Índice

1. Antecedentes	4
2. Fundamentos jurídicos	5
3. Contenido de la propuesta de Orden	9
4. Consideraciones generales	11
4.1. Consideraciones sobre las previsiones de demanda	11
4.2. Consideraciones sobre los ingresos	13
4.3. Consideraciones sobre los costes	16
4.4. Sobre la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos para 2016	23
5. Consideraciones particulares	24
5.1. Artículo 1. Peajes de acceso.	24
5.2. Artículo 3. Precios de los cargos asociados a los costes del sistema de aplicación a las diferentes modalidades de autoconsumo.	25
5.3. Artículo 4. Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad.	30
5.4. Artículo 5. Anualidades del desajuste de ingresos para 2016.	31
5.5. Artículo 9. Aspectos retributivos de las instalaciones tipo.	32
5.6. Disposición adicional tercera. Autorización excepcional de aplicación de una única tarifa de acceso.	32
5.7. Disposición adicional sexta. Propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos a efectos de facturación de la energía.	33
5.8. Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2016 y precios a cobrar a los agentes.	35
5.9. Disposición transitoria segunda. Retribución del operador del sistema para 2016 y precios a cobrar a los sujetos.	37
5.10. Disposición transitoria quinta. Superávit de ingresos.	38
5.11. Disposición final primera. Modificación de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.	39
6. Otras consideraciones	40

- 6.1. Nueva disposición adicional (séptima) para homogeneizar el modo de facturar el alquiler de los equipos de medida. 40
- 6.2. Nueva disposición adicional (octava) para que no se incremente el precio de alquiler de los nuevos equipos de medida hasta su plena integración en los sistemas de telemedida y telegestión. 40
- 6.3. Nueva disposición adicional (novena) para el establecimiento de criterios homogéneos para la facturación de los peajes de generación. 40
- 6.4. Nueva disposición adicional (décima) Publicación de coeficientes de pérdidas por parte del Operador del Sistema 41
- 6.5. Nueva disposición transitoria (sexta). Valor del margen de comercialización fijo, MCF, definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. 42

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA 2016 Y SE APRUEBAN DETERMINADAS INSTALACIONES TIPO Y PARÁMETROS RETRIBUTIVOS DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS

IPN/DE/017/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 3 de diciembre de 2015

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 5.2.a, 5.3 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la *“Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”*:

1. Antecedentes

Con fecha 15 de septiembre de 2015 la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) solicitó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) los datos para elaborar el escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2015 y 2016, de conformidad con el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013. Dicho informe fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su reunión de 5 de noviembre de 2015 ¹ (en adelante, Informe de la CNMC).

¹ Ver Anexo I

El 23 de noviembre de 2015 se recibió en la CNMC la “Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos” junto con la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN) para que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, se emita informe con carácter urgente. Dichos documentos fueron remitidos para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el día 24 de noviembre de 2015².

2. Fundamentos jurídicos

El artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de:

- a) Los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, que se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la CNMC considerando a estos efectos el coste de la retribución de estas actividades.
- b) Los cargos necesarios que se establecerán de acuerdo con la metodología prevista en el citado artículo para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan.

Por su parte, la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, determina que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación anual derivada de los tributos y cánones incluidos en la mencionada Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Por su lado, las diferentes tarifas de acceso fueron definidas por el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se aprueban las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

En relación a la fijación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, el artículo 7.1.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, incluye entre las funciones de esta Comisión establecer mediante circular

² En el Anexo IV del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (en adelante CCE) **-CONFIDENCIAL**.

previo trámite de audiencia y con 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 (vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre) y en su normativa de desarrollo.

En el ejercicio de dicha función el 19 de julio de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 16 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, mientras que los cargos se establecerán conforme a la metodología que defina el Gobierno.

No obstante lo anterior, la disposición transitoria decimocuarta de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, determina que hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16 de dicha Ley, las cantidades que deberán satisfacer los consumidores para cubrir los costes del sistema serán fijadas por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Adicionalmente, cabe señalar que la disposición transitoria primera de la Ley 24/2013 sobre aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece que en tanto no se dicten las normas de desarrollo de dicha Ley que sean necesarias para la aplicación de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anterior, en tanto no se desarrolle la metodología de cargos, los peajes de transporte y distribución, calculados conforme a la Circular 3/2014, forman parte de los peajes de acceso vigentes.

El artículo 13 de la Ley 24/2013, relativo a la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, establece que mediante los ingresos del sistema eléctrico serán financiados los costes del mismo, que deberán determinarse de acuerdo con lo dispuesto en la Ley y sus normas de desarrollo. Dicho artículo establece los ingresos y costes del sistema eléctrico.

Teniendo en cuenta la citada Ley, la metodología de retribución de las actividades de transporte y distribución se recoge en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, y en 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.

No obstante lo anterior, el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, establece que el primer periodo regulatorio de la actividad de transporte, fecha en la que se aplicará la metodología retributiva desarrollada en dicha norma, comenzará el 1 de enero del año posterior a aquel en que se produzca la aprobación de la orden de valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de la red de transporte. Similar criterio se establece para la actividad de distribución en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

Puesto que no se ha producido la aprobación de las órdenes de valores unitarios, se aplicará el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Esta norma prevé en sus artículos 4.2 y 5.2 que la retribución a percibir por las actividades de transporte y distribución desde el 1 de enero del año 2014 hasta que se inicie el primer periodo regulatorio se calculará de acuerdo con la metodología recogida en los anexos II y IV de dicho Real Decreto-ley, en los que se recoge la formulación detallada para el cálculo de la retribución.

Por otra parte, el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establecen el régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

Mediante la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico, se regula la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo para las que haya sido aprobado por orden ministerial un valor de la retribución a la operación distinto de cero y cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

La retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares se establece conforme a las Ordenes ITC/913/2006 e ITC/914/2006, de 30 de marzo, el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, y el Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio.

Adicionalmente, la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, establece que, desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares

de acuerdo a lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Por otro lado, hay que tener en cuenta la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de tecnología eólica situadas en Canarias que no estarán sujetas al procedimiento de concurrencia competitiva.

Por su parte, se debe considerar que la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece en relación con los desajustes temporales para el año 2013, que las cantidades aportadas serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado. En este sentido, la disposición adicional decimoctava de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, reconoce para el año 2013 la existencia de un déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones eléctrico para dicho año.

Este déficit generará derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por los ingresos del sistema durante los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la Orden por la que se revisen los peajes y cargos.

Por otro lado, se contemplan los aspectos necesarios para la financiación de la retribución de OMI – Polo Español, S.A. (OMIE), operador del mercado, y de Red Eléctrica de España, S.A.U., como operador del sistema, en virtud de lo dispuesto en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y teniendo en cuenta la disposición transitoria primera de dicha Ley, sobre aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En relación con la financiación del operador del mercado y del operador del sistema, la disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial estableció el mandato a la CNMC de elaborar y enviar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución de dichos

operadores, así como la fijación de los precios que éstos deben cobrar de los agentes que participan en el mercado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Dichas metodologías fueron aprobadas por la Sala de Supervisión Regulatoria en su reunión de 6 de noviembre de 2014.

Finalmente, el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo, regula las instalaciones con autoconsumo conectadas a la red eléctrica.

3. Contenido de la propuesta de Orden

La propuesta de orden consta de una exposición de motivos, doce artículos divididos en cuatro títulos, seis disposiciones adicionales, cinco disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, cuatro disposiciones finales y siete anexos.

El **artículo 1** recoge en el objeto de la Orden.

Los **artículos 2 a 4** establecen los precios regulados vigentes para el ejercicio 2016:

En particular, el artículo 2 y el anexo I de la propuesta de Orden establecen los peajes de acceso, el artículo 3 establece los precios de los cargos asociados a los costes del sistema de aplicación a las diferentes modalidades de autoconsumo, según el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, que se desglosan en el anexo II de la propuesta de Orden, y el artículo 4 fija los precios para la financiación de los pagos de capacidad.

Los **artículos 5 a 8** establecen la retribución de las actividades reguladas para el ejercicio 2016:

El artículo 5 concierne a las anualidades del desajuste de ingresos para 2016 y la legislación aplicable. El artículo 6 trata de los costes definidos como cuotas con destinos específicos (cuota de la CNMC, tasa de la segunda parte del ciclo nuclear,...). El artículo 7, por su parte, concierne al extracoste de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares. El artículo 8 recoge el incentivo o penalización de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución de la distribución del año 2015.

Los **artículos 9 y 10** (junto con los anexos III a V) se dedican a la completa caracterización de dos instalaciones tipo (IT) que agrupan instalaciones objeto de retribución específica, las cuales aún no habían sido expresamente contempladas; una IT se refiere a un tipo de cogeneración, y la otra, a una solar fotovoltaica sobre cubierta.

Los **artículos 11 y 12** de la propuesta prevén la actualización y establecimiento, respectivamente, de los parámetros (recogidos en los apartados 1 y 2 del anexo VII, también respectivamente) que fijan la retribución a la operación (Ro) para el primer semestre de 2016 de las IT para las que: i) ya se ha establecido un valor de Ro distinto de cero objeto de actualización semestral³, o bien ii) no se ha definido aún un valor de Ro (o éste fue definido con valor cero)⁴, y se establece ahora por primera vez. En este último caso, se adelanta además el valor de los denominados parámetros A, B y C de aplicación para el segundo semestre de 2016. Los datos necesarios para calcular la actualización de acuerdo con la metodología prevista en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, se incluyen como anexo VI.

En las **seis disposiciones adicionales** se establecen:

- La aplicación del servicio de disponibilidad a medio plazo.
- Los porcentajes a aplicar a efectos de la información sobre el destino del importe en la factura.
- La autorización excepcional de aplicación de una única tarifa de acceso.
- Las referencias a autorización de explotación.
- La propuesta de metodología para obtener el precio de la energía en la hora h a considerar en el PVPC de cada territorio no peninsular.
- La propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos a efectos de facturación de la energía.

En las **cinco disposiciones transitorias** se establecen la retribución del Operador del Mercado y del Operador del Sistema para el ejercicio 2016, así como los correspondientes precios que deben aplicar ambos agentes a los productores. También tratan de las liquidaciones a cuenta de las actividades de transporte y distribución, de la aplicabilidad de la Orden y finalmente del superávit de ingresos destinado a reducir las cantidades pendientes de años anteriores.

En la **disposición derogatoria** se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la orden.

Por último, la propuesta de Orden incluye **cuatro disposiciones finales**:

³ Es el caso de las instalaciones que utilizan como combustible el gas natural, los hidrocarburos líquidos distintos del gas natural y la biomasa, todo ello de acuerdo con el procedimiento previsto en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.

⁴ Es el caso de las instalaciones tipo de tecnologías cuya Ro está sujeta a revisión semestral (cogeneraciones, biomasas) para las que en su día no se definió Ro por tener fecha de autorización definitiva posterior a 2015, ni en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, ni en la Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por las que se aprueban instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- La disposición final primera recoge la modificación de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- La disposición final segunda concierne a la modificación de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- La disposición final tercera recoge la modificación de los anexos XII, XIII y XIV del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- La disposición final cuarta recoge la entrada en vigor de la orden.

Los **siete anexos** del documento recogen de los siguientes aspectos:

- El anexo I concierne a los precios de los términos de potencia y términos de energía activa del peaje de acceso 6.1B definidos en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- El Anexo II comprende los componentes de los cargos transitorios de aplicación de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.
- El anexo III recoge la equivalencia entre determinadas categorías, grupos y subgrupos del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, con las categorías, grupos y subgrupos del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, así como las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes.
- El anexo IV comprende los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.
- El anexo V recoge, por su parte, los parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo tratados en el anexo anterior.
- El anexo VI incluye los datos necesarios para la actualización de la retribución a la operación que será de aplicación al primer semestre de 2016, para la aplicación de la metodología de actualización establecida en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio.
- El anexo VII muestra los valores actualizados de la retribución a la operación.

4. Consideraciones generales

4.1. Consideraciones sobre las previsiones de demanda

En el Cuadro 1 se resumen **las previsiones de demanda en barras de central (b.c.) y en consumo para el cierre del ejercicio 2015 y 2016**, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, la información remitida por el Operador del Sistema y las empresas eléctricas a la CNMC y la previsión elaborada por la CNMC en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM (en adelante informe de previsión) (véase Anexo I).

Se observa que la demanda en consumo prevista para el cierre del ejercicio 2015 en la propuesta de Orden se corresponde con la demanda prevista por la CNMC, mientras que para 2016 se estima una demanda inferior tanto a la prevista por las empresas como a la prevista por la CNMC.

Cuadro 1. Previsiones para el cierre de 2015 y 2016 de la demanda en b.c. y en consumo según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y el Operador del Sistema, las empresas eléctricas y CNMC

	2014	Previsión de cierre 2015	% variación 2015 sobre 2014	Previsión 2016	% variación 2016 sobre 2015
<i>Demanda b.c.</i>	258.117				
Propuesta de Orden		262.071	1,5%	264.691	1,0%
Operador del Sistema		259.729	0,6%	261.478	0,7%
Empresas distribuidoras		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Previsión CNMC		262.073	1,5%	266.365	1,6%
<i>Demanda en consumidor final</i>	231.992				
Propuesta de Orden		235.548	1,5%	237.903	1,0%
Operador del Sistema		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Empresas distribuidoras		235.390	1,5%	239.908	1,9%
Previsión CNMC		235.548	1,5%	239.407	1,6%
<i>Pérdidas implícitas</i>	11,3%				
Propuesta de Orden		11,3%		11,3%	
Operador del Sistema		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Empresas distribuidoras		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Previsión CNMC		11,3%		11,3%	

Fuente: CNMC, Empresas, REE y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

En el Cuadro 2 se presenta la estructura de la demanda en consumo prevista para 2016, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Según la citada Memoria, la estructura de demanda en consumo y de las potencias contratadas por peaje de acceso se corresponde con las previstas por la CNMC para el ejercicio 2016.

Al respecto, cabe señalar que la previsión de potencias contratadas para 2016 por peaje de acceso y periodo horario de la propuesta de Orden se corresponde la prevista por la CNMC, mientras que el consumo por periodo horario estimado es un 0,7% inferior al previsto por la CNMC, con la excepción de los consumidores acogidos al peaje 6.4, motivada la diferencia por la distinta previsión del Traspase Tajo-Segura.

Cuadro 2. Previsión de demanda en consumo para 2016 desagregada por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Previsión propuesta OM	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumido por periodo horario (MW)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	
Baja tensión	29.056.340	145.184	144.821	21.878	21.366					74.657	27.300	8.371				110.329
Pc (1) < 10 kW	27.449.272	113.118	113.118	-	-					60.789	5.858	22				66.668
10 kW < Pc ≤ 15 kW	873.451	10.756	10.756	-	-					6.782	1.937	5				8.724
Pc > 15 kW	733.617	21.310	20.948	21.878	21.366					7.087	19.505	8.345				34.937
Media tensión	107.994	20.159	19.294	20.163	20.842	13.555	13.683	18.305		8.773	13.511	9.935	6.011	8.417	27.463	74.110
3.1 A	88.855	6.523	6.203	6.846	7.379	-	-	-		3.300	6.551	6.220				16.071
6.1 A	18.012	12.411	11.935	12.097	12.239	12.328	12.447	16.677		4.936	6.283	3.356	5.430	7.584	25.113	52.702
6.1 B	1.127	1.225	1.157	1.219	1.224	1.227	1.236	1.628		537	676	359	581	832	2.350	5.336
Alta tensión	2.639	9.169	8.322	8.956	9.179	9.387	9.458	11.319		3.650	5.304	2.712	4.627	6.814	30.358	53.465
6.2	1.619	3.204	3.048	3.169	3.207	3.225	3.238	4.105		1.377	1.911	967	1.608	2.326	9.394	17.582
6.3	426	1.777	1.576	1.811	1.827	1.889	1.922	2.197		670	1.015	526	912	1.349	6.075	10.546
6.4 (2)	584	4.189	3.697	3.976	4.146	4.272	4.298	5.017		1.603	2.378	1.219	2.107	3.140	14.889	25.336
Total	29.166.972	174.512	172.437	50.997	51.387	22.942	23.141	29.624		87.080	46.116	21.018	10.638	15.231	57.821	237.903

Previsión CNMC	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumido por periodo horario (MW)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	
Baja tensión	29.056.340	145.184	144.821	21.878	21.366					75.221	27.507	8.435				111.163
Pc (1) < 10 kW	27.449.272	113.118	113.118	-	-					61.248	5.902	22				67.172
10 kW < Pc ≤ 15 kW	873.451	10.756	10.756	-	-					6.833	1.952	5				8.790
Pc > 15 kW	733.617	21.310	20.948	21.878	21.366					7.140	19.653	8.408				35.201
Media tensión	109.120	20.159	19.294	20.163	20.842	13.555	13.683	18.305		8.839	13.613	10.010	6.057	8.480	27.671	74.670
3.1 A	88.855	6.523	6.203	6.846	7.379					3.325	6.601	6.267				16.193
6.1 A	19.139	12.411	11.935	12.097	12.239	12.328	12.447	16.677		4.973	6.330	3.381	5.471	7.642	25.303	53.100
6.1 B	1.127	1.225	1.157	1.219	1.224	1.227	1.236	1.628		541	682	362	586	839	2.368	5.377
Alta tensión	2.638	9.013	8.322	8.956	9.179	9.387	9.458	11.163		3.677	5.344	2.732	4.662	6.865	30.293	53.574
6.2	1.619	3.204	3.048	3.169	3.207	3.225	3.238	4.105		1.387	1.926	974	1.620	2.343	9.465	17.715
6.3	426	1.777	1.576	1.811	1.827	1.889	1.922	2.197		675	1.023	530	918	1.359	6.121	10.626
6.4 (2)	583	4.033	3.697	3.976	4.146	4.272	4.298	4.861		1.615	2.396	1.228	2.123	3.163	14.707	25.233
Total	29.168.098	174.356	172.437	50.997	51.387	22.942	23.141	29.468		87.738	46.464	21.177	10.718	15.346	57.964	239.407

% variación propuesta OM sobre CNMC

Previsión propuesta OM	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido por periodo horario							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	
Baja tensión	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%					-0,7%	-0,7%	-0,7%				-0,7%
Pc (1) < 10 kW	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%					-0,7%	-0,7%	-0,7%				-0,7%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%					-0,7%	-0,7%	-0,7%				-0,7%
Pc > 15 kW	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%					-0,7%	-0,7%	-0,7%				-0,7%
Media tensión	-1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		-0,7%						
3.1 A	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%					-0,7%	-0,7%	-0,7%				-0,7%
6.1 A	-5,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%
6.1 B	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%
Alta tensión	0,0%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,4%		-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	0,2%	-0,2%
6.2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%
6.3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%
6.4 (2)	0,2%	3,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,2%		-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	1,2%	0,4%
Total	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%		-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,2%	-0,6%

Fuente: CNMC y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

- (1) Pc: Potencia contratada
- (2) La previsión de la CNMC no desagrega entre 6.1 A y 6.1 B
- (3) Incluye Tránsito Tajo-Segura

4.2. Consideraciones sobre los ingresos

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden los **ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2015** ascienden a 17.145,6 M€, cifra 172,2 M€ inferior a la prevista para el ejercicio en la Orden IET/2444/2014. Esta diferencia está motivada, por una parte, por los mayores ingresos por peajes de acceso de los consumidores de consumidores y generadores, parcialmente

compensada por los menores ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012.

Al respecto, se indica que los ingresos por peajes de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2015 se corresponden con el escenario de previsión de la CNMC, mientras que los ingresos procedentes de los pagos por capacidad se corresponden con el escenario de previsión de REE. Se advierte de la inconsistencia entre ambas previsiones.

Por último, los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 son 194,2 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/2444/2014 y 224,7 M€ inferiores a los previstos por esta Comisión, sin que en la Memoria se justifique el motivo de la reducción (véase Anexo I).

Cuadro 3. Previsión de ingresos para el cierre de 2015 según la propuesta de Orden

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión anual 2015 Orden IET/2444/2014 [1]	Previsión MINETUR cierre 2015 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	13.997.858	14.019.870	22.012	0,2%
Ingresos por peajes de consumidores	13.474.921	13.500.812	25.891	0,2%
Fact. Reactiva y exceso de potencia	252.888	261.997	9.109	3,6%
Ingresos por peajes a generadores	129.664	133.117	3.453	2,7%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	12.785	20.628	7.843	61,3%
Ingresos de conexiones internacionales	127.600	103.316	- 24.284	-19,0%
Ingresos externos a peajes (B)	3.320.000	3.125.778	- 194.222	-5,9%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.989.700	2.795.478	- 194.222	-6,5%
Ingresos subastas CO2	330.300	330.300	-	0,0%
Total ingresos regulados (A) + (B)	17.317.858	17.145.648	- 172.210	-1,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Los ingresos previstos para 2016 por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascienden a 13.464,2 M€, de acuerdo con la Memoria. Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva y excesos de potencia (262 M€), los peajes a generadores (132 M€), la liquidación del recargo del 20% sobre el PVPC de los clientes en régimen transitorio (20,6 M€) ni los ingresos por exportaciones y rentas de congestión (136 M€). Los ingresos totales previstos para el ejercicio 2016, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 14.015,2 M€ (véase Cuadro 4).

Respecto de la previsión de ingresos procedentes de la facturación por energía reactiva y excesos de potencia se indica que desde febrero de 2014 se registra un incremento considerable de la facturación por excesos de potencia por lo que la previsión de la propuesta de Orden podría estar infravalorada.

Cuadro 4. Previsión de ingresos de acceso para 2016 según la propuesta de Orden

Peaje	Nº de clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación (miles €)
Baja Tensión	29.056.340	145.184	10.111	10.111.222
Pc (1) ≤ 10 kW	27.449.272	113.118	7.048	7.047.914
2.0 A	25.826.209	104.758	6.527	6.526.622
2.0 DHA	1.617.988	8.338	519	519.460
2.0 DHS	5.075	23	2	1.831
10 kW < Pc ≤ 15 kW	873.451	10.756	910	910.200
2.1 A	693.904	8.642	715	714.646
2.1 DHA	178.644	2.100	194	194.391
2.1 DHS	903	14	1	1.162
Pc > 15 kW (3.0 A)	733.617	21.310	2.153	2.153.109
Media tensión	107.994	20.159	2.742	2.742.321
3.1 A	88.855	6.523	858	858.020
6.1 A	18.012	12.411	1.744	1.744.357
6.1 B	1.127	1.225	140	139.945
Alta tensión	2.639	9.169	611	610.665
6.2	1.619	3.204	267	267.380
6.3	426	1.777	130	130.243
6.4 (1)	594	4.189	213	213.041
Total	29.166.972	174.512	13.464	13.464.208
Otros ingresos de acceso				550.971
Fact. Reactiva y exceso de potencia				261.997
Ingresos por peajes a generadores				132.346
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014				20.628
Ingresos de conexiones internacionales				136.000
Total ingresos de acceso				14.015.179

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Adicionalmente, en la Memoria se estiman en 3.154,5 M€ los ingresos procedentes de la subasta de emisiones de CO₂ (estimados en 450 M€) y los ingresos por la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (estimados en 2.704,5 M€), importe que coincide con los incluidos en la Ley 48/2015, de 29 de octubre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2016. No obstante, cabe señalar que, conforme a la disposición adicional undécima de la citada Ley 48/2015, en 2016 se podrá generar un crédito adicional hasta un máximo de 240,5 M€ en concepto de tributos y cánones.

Los ingresos regulados previstos para 2016, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, ascenderán a 17.169,7 M€, cifra que supera en 24,0 M€ a los previstos para el cierre del ejercicio 2015 (Cuadro 5).

Cuadro 5. Previsión de ingresos regulados para el cierre de 2015 y 2016 según la propuesta de Orden

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión MINETUR cierre 2015 [1]	Previsión MINETUR 2016 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	14.019.870	14.015.179	- 4.691	0,0%
Ingresos por peajes de consumidores	13.500.812	13.464.208	- 36.604	-0,3%
Fact. Reactiva y exceso de potencia	261.997	261.997	-	0,0%
Ingresos por peajes a generadores	133.117	132.346	- 771	-0,6%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	20.628	20.628	-	0,0%
Ingresos de conexiones internacionales	103.316	136.000	32.684	31,6%
Ingresos externos a peajes (B)	3.125.778	3.154.510	28.732	0,9%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.795.478	2.704.510	- 90.968	-3,3%
Ingresos subastas CO2	330.300	450.000	119.700	36,2%
Total ingresos regulados (A) + (B)	17.145.648	17.169.689	24.041	0,1%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

4.3. Consideraciones sobre los costes

En este apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2015 por ser una partida que pudiera tener un impacto en la actualización de los peajes de acceso para 2016.

En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2016. Cabe indicar que, primero, se exponen las previsiones incluidas en la propuesta de Orden y memoria justificativa y, posteriormente, se incluyen las consideraciones de la CNMC, en su caso, sobre las estimaciones presentadas en la propuesta de Orden.

- **Desajuste del ejercicio 2015**

En el Cuadro 6 se comparan los costes de acceso previstos para el 2015 en la Orden IET/2444/2014 y los considerados en la propuesta de Orden. Se observa que los costes regulados previstos para el cierre del ejercicio 2015 resultan un 2,9% inferiores (-499,8 M€) a los previstos en la Orden IET/2444/2014 debido, fundamentalmente, a que la retribución específica de las instalaciones de generación renovable ha resultado inferior en 417,8 M€ a la inicialmente prevista.

Cuadro 6. Comparación de los costes de acceso previstos por el MINETUR para 2015 en la Orden ITC/2444/2014 y en la propuesta de Orden.

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden IET/2444/2014 [1]	Propuesta OM Previsión cierre 2015 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.712.124	1.712.124	-	0,0%
Coste Distribución	5.077.552	5.077.552	-	0,0%
Retribución RECORE	7.100.000	6.682.222	- 417.778	-5,9%
Retribución sistemas no peninsulares	887.170	887.170	-	0,0%
Servicio de interrumpibilidad	-	8.319	8.319	
Cuotas	56.559	63.145	6.586	11,6%
Tasa CNMC	20.661	20.678	17	0,1%
Moratoria nuclear	35.760	42.329	6.569	18,4%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	138	138	0	0,1%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.927.649	2.887.661	- 39.988	-1,4%
Desajustes negativos de ejercicios anteriores	- 8.577		8.577	-100,0%
Imputación de pérdidas	90.000	8.224	- 81.776	-90,9%
Costes de acceso (A)	17.842.477	17.326.417	- 516.060	-2,9%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 656.361	- 514.585	141.776	-21,6%
Ingresos Pagos por capacidad	1.391.361	1.247.000	- 144.361	-10,4%
Coste Pagos por Capacidad	735.000	732.415	- 2.585	-0,4%
Incentivo a la inversión	n.d.	254.677		
Incentivo a la disponibilidad	n.d.	175.049		
Liquidación definitiva RGS 2012, 2013 y 2014	-	302.689		
Otros costes (+) ingresos (-) regulados (C)	94.912	- 30.567	- 125.479	-132,2%
Liquidación definitiva 2011	-	- 27.546	- 27.546	
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 120.000	- 204.000	- 84.000	70,0%
Ajuste retribución RECORE ejercicios anteriores		55.000	55.000	
Incentivo reducción pérdidas ejercicio anterior	- 36.088	- 38.206	- 2.118	
Estimación sobrecostes adicionales SNP 2012, 2013 Y 2014	191.000	90.000	- 101.000	
Ingresos Moratoria Nuclear		- 8.815	- 8.815	
Ejecución Sentencias	60.000	103.000	43.000	
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	17.281.028	16.781.265	- 499.763	-2,9%

Fuentes: Orden IET/2444/2014, propuesta de Orden y memoria que le acompaña.

Los costes regulados previstos para el cierre de 2015 en la propuesta de Orden superan en 804,4 M€ a los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio (véase Anexo I), registrándose las mayores diferencias en los siguientes componentes:

- *Retribución específica de la producción con tecnología renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE)*

La retribución RECORE prevista para el cierre del ejercicio en la propuesta de Orden supera en 94,2 M€ a la prevista por esta Comisión, sin que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifique dicha previsión.

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

La retribución adicional de los SNP prevista para el cierre de 2015 en propuesta de Orden se corresponde con la previsión de la Orden IET/2444/2014, por lo que no tiene en cuenta el impacto de la Resolución de 9 de febrero de 2015 por la que se actualizan los precios de los combustibles.

Según la última información disponible en la CNMC, la retribución adicional de los SNP correspondiente al ejercicio 2015 alcanzará 1.338 M€, de cuyo importe el 50% (668,7 M€) será financiada con cargo a los peajes de acceso, según establece la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013.

- *Liquidación definitiva del mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro (RGS) correspondiente a los ejercicios 2012, 2013 y 2014*

La Memoria que acompaña la Orden estima en 302,7 M€ el impacto de las liquidaciones definitivas correspondientes al mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS) regulado en el Real Decreto 134/2010, para los años 2012, 2013 y 2014 en el cierre del ejercicio 2015, entendiéndose que se incorporan en 2015. Según la última información disponible en la CNMC el impacto de las citadas liquidaciones definitivas podría ascender a 280 M€, sin considerar inversiones adicionales.

Al respecto se indica que, con el fin de que haya tiempo suficiente para calcular dichas liquidaciones definitivas e incluir su impacto en la liquidación de 2015, sería necesario que fueran publicadas durante el primer trimestre de 2016 las resoluciones de los procedimientos de liquidación correspondientes a cada año. Asimismo, dichas resoluciones deberían especificar que los resultados de estas liquidaciones deberían considerarse en la liquidación definitiva de 2015.

- *Sobrecostes adicionales de los SNP correspondientes a los ejercicios 2012, 2013 y 2014*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estima en 90 M€ el sobrecoste adicional de los SNP correspondiente a los ejercicios 2012, 2013 y 2014. La Memoria no especifica qué conceptos cubrirían estos 90 M€, tan solo que se asocian con «*la liquidación definitiva*». Al respecto se indica que el importe previsto sería insuficiente para cubrir los distintos conceptos que, en esos años, habrán de ser objeto de dicha liquidación definitiva (entre otros, el coste neto por déficit de derechos de emisión, la garantía de potencia de grupos pendientes de inscripción o de reconocimiento de parámetros, los derivados de la utilización de determinadas mezclas de combustibles por limitaciones ambientales, el alquiler de grupos de generación móviles para cubrir necesidades puntuales, etc.)⁵. Es más, si a dichos costes se añaden, tal y como se ha recogido en el informe de para la elaboración del escenario de ingresos y costes, el reconocimiento del peaje de acceso de la producción, el impuesto a la producción del 7%, la financiación del OS y los impuestos

⁵ Además, cabe señalar que los precios de combustible reconocidos en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, salvo en el caso del combustible 'hulla' (utilizado únicamente por la central de Alcúdia, en el sistema balear), no son coincidentes con los precios publicados en la Resolución de 9 de febrero de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas. Por tanto, el operador del sistema tendrá que realizar otro re-cálculo antes de que se proceda a las liquidaciones definitivas de los años 2012 a 2014.

especiales, solo por los ejercicios 2012 y 2013 habrían de tenerse en cuenta aproximadamente 200 M€.

- *Ejecución de sentencias*

La propuesta de Orden incluye 103 M€ en concepto de mayores costes derivados de ejecución de sentencias, cifra que supera en 43 M€ a la prevista en la Orden IET/2444/2014, sin que en la Memoria que le acompaña se justifique dicho importe.

Al respecto se indica que a la fecha de elaboración de este informe se han incluido en las liquidaciones del ejercicio 2015 el impacto de las Resoluciones de la CNMC de fechas de 5 de marzo de 2015 para ejecución de Sentencias relativas a la minoración para el año 2006 (Nuclenor, por importe de 17.914.559 euros) y para el año 2007 (Iberdrola Generación, por importe de 4.171.257 euros) de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente.

Finalmente se indica que están pendientes de ejecución la Sentencias de 2 de junio de 2015, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, relativa a la devolución de los derechos de emisión y Sentencia de 28 de abril de 2015, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, relativa a los intereses correspondientes al desajuste temporal de 2012⁶ que podrían tener impacto en el ejercicio 2015.

En el Cuadro 7 se muestra el **desajuste previsto para 2015 según la Memoria de la propuesta de Orden**. Se observa que según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden los ingresos previstos para el cierre de 2015 serían suficientes para cubrir los costes previstos y se generaría un desajuste positivo de 364,4 M€.

⁶ Sentencia de 28 de abril de 2015, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se declara contrario a derecho, en cuanto al cómputo de la cantidad relativa a los intereses correspondientes al desajuste temporal de 2012, el artículo 2 de la Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013.

Cuadro 7. Desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2015 según la información que acompaña a la propuesta de Orden

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden IET/2444/2014 [1]	Propuesta OM Previsión cierre 2015 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	13.997.858	14.019.870	22.012	0,2%
Ingresos por peajes de consumidores	13.727.809	13.762.809	35.000	0,3%
Ingresos por peajes a generadores	129.664	133.117	3.453	2,7%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	12.785	20.628	7.843	61,3%
Ingresos de conexiones internacionales	127.600	103.316	- 24.284	-19,0%
Ingresos externos a peajes (B)	3.320.000	3.125.778	- 194.222	-5,9%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.989.700	2.795.478	- 194.222	-6,5%
Ingresos subastas CO2	330.300	330.300	-	0,0%
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	17.317.858	17.145.648	- 172.210	-1,0%
Costes regulados (D)	17.281.028	16.781.265	- 499.763	-2,9%
Costes de acceso	17.842.477	17.326.417	- 516.060	-2,9%
Saldo de pagos por capacidad	- 656.361	- 514.585	141.776	-21,6%
Otros costes regulados	94.912	- 30.567	- 125.479	-132,2%
Desajuste de actividades reguladas (C) - (D)	36.830	364.383	327.553	889,4%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

- **Costes previstos para 2016**

En el Cuadro 8 se comparan los costes previstos para el cierre de 2015 y 2016, según la información que acompaña a la propuesta de Orden. Se prevé una reducción del 0,7% de los costes de acceso, motivado, fundamentalmente, por la reducción de la retribución adicional de los SNP y, en menor medida, por la desaparición del coste asociado a la Moratoria nuclear y la reducción del coste asociado a las anualidades del déficit de actividades reguladas.

No obstante, según la Memoria, los costes totales previstos para 2016, una vez incorporado el saldo de los pagos por capacidad (-218,1 M€) y considerando el impacto de los ingresos y costes extraordinarios (150 M€), ascienden 17.145,5 M€, cifra que supera en 364,2 M€ (+2,2%) a los costes previstos para el cierre del ejercicio 2015 (16.781,3 M€).

Cuadro 8. Comparación de los costes de acceso previstos por el MINETUR para el cierre de 2015 y 2016, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2015 [1]	Propuesta OM Previsión 2016 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.712.124	1.764.429	52.305	3,1%
Coste Distribución	5.077.552	5.080.499	2.947	0,1%
Retribución RECORE	6.682.222	6.726.000	43.778	0,7%
Retribución adicional sistemas no peninsulares	887.170	740.632	- 146.538	-16,5%
Servicio de interrumpibilidad	8.319	8.300	- 19	-0,2%
Cuotas	63.145	21.106	- 42.039	-66,6%
Tasa CNMC	20.678	20.966	288	1,4%
Moratoria nuclear	42.329	-	- 42.329	-100,0%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	138	140	2	1,6%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.887.661	2.872.578	- 15.083	-0,5%
Desajustes negativos de ejercicios anteriores	-	-	-	
Imputación de pérdidas	8.224	-	- 8.224	-100,0%
Costes de acceso (A)	17.326.417	17.213.544	- 112.873	-0,7%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 514.585	- 218.055	296.530	-57,6%
Ingresos Pagos por capacidad	1.247.000	730.055	- 516.945	-41,5%
Coste Pagos por Capacidad	732.415	512.000	- 220.415	-30,1%
Incentivo a la inversión	254.677	242.000	- 12.677	-5,0%
Incentivo a la disponibilidad	175.049	170.000	- 5.049	-2,9%
Liquidación definitiva RGS 2012, 2013 y 2014	302.689	-	- 302.689	-100,0%
Otros	-	100.000	100.000	
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 30.567	150.000	30.567	-590,7%
Liquidación definitiva 2011	- 27.546	-	27.546	-100,0%
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 204.000	-	204.000	-100,0%
Ajuste retribución RECORE ejercicios anteriores	55.000	-	- 55.000	-100,0%
Incentivo reducción pérdidas ejercicio anterior	- 38.206	-	38.206	-100,0%
Estimación sobrecostes adicionales SNP 2012, 2013 Y 2014	90.000	-	- 90.000	-100,0%
Ingresos Moratoria Nuclear	- 8.815	-	8.815	-100,0%
Ejecución Sentencias	103.000	-	- 103.000	-100,0%
	-	150.000	150.000	
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	16.781.265	17.145.489	364.224	2,2%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Respecto de los costes previstos para el ejercicio 2016 se realizan las siguientes consideraciones:

- *Retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE)*

Esta Comisión estima que los costes de retribución regulada a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos para la energía correspondiente a 2016 ascenderá a 6.588 M€ (véase Anexo I). Esta cifra es inferior en 138 M€ a la prevista en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Pese a la sucinta mención hecha en la MAIN al respecto, no se explican en detalle los motivos últimos por los que se estima un repunte en la retribución a la operación de, en particular, las tecnologías de cogeneración, biomasa y tratamiento de residuos. Dicha variación no se correspondería con un

incremento de la potencia instalada⁷, ni se compadece con la actualización, a la baja, de la retribución a la operación de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio (cogeneraciones y biomásas).

- *Retribución sistemas no peninsulares*

La propuesta de Orden incluye en el artículo 7 la financiación del 50% de la compensación extrapeninsular prevista para el ejercicio 2016. Cabe señalar que el importe previsto para el ejercicio 2016 coincide con el importe incluido en la Ley de Presupuestos Generales para 2016. Al respecto, esta Comisión se remite a la previsión contenida en su informe de previsión de ingresos y costes para 2016⁸.

- *Anualidades para la financiación del desajuste*

Las anualidades para la financiación del desajuste se corresponden con las contenidas en el informe de previsión de la CNMC. Se indica que como consecuencia de la actualización del tipo de interés se hace necesaria la actualización de las anualidades correspondientes al desajuste del déficit 2005 y el déficit ex ante (véase epígrafe 5.4).

- *Saldo de los pagos por capacidad*

En relación con la estimación de costes de 2016 incluida en la Memoria, se ha dotado un partida de 100 M€ en el cálculo de costes asociados a los mecanismos de capacidad. Según se indica en la propia Memoria, dicha dotación corresponde al desarrollo reglamentario de los mecanismos de capacidad a los que se refiere el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, actualmente en tramitación. A este respecto, esta Comisión no

⁷ De un lado, la MAIN expresamente indica que «*el establecimiento de las instalaciones tipo para tecnología eólica en Canarias para los años 2017 y 2018 no tiene impacto económico adicional al considerado en la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, que en todo caso era el de reducción de los costes del sistema*», y en 2016 tampoco podría llegar a ser puestas en servicio ninguna de las instalaciones adjudicatarias de la subasta organizada según lo previsto en la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos, cuyo artículo 15.7 establece:

«*Las instalaciones de biomasa y eólicas vinculadas a las ofertas que hubieran resultado adjudicatarias de la subasta, dispondrán de un plazo máximo de 48 meses para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 46 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, a contar desde la fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución por la que se inscriben en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación a las ofertas adjudicatarias.*»

⁸ Dicho informe, elaborado con información más reciente que la disponible con anterioridad a la elaboración de los Presupuestos Generales del Estado 2016 y una vez publicado el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, estimaba una compensación total de 1.338 M€, la mitad de los cuales serían financiados por el sistema.

dispone de más información en relación con dicho desarrollo reglamentario que la relacionada con la propuesta de Orden remitida por el Secretario de Estado de Energía el 27 de mayo de 2015 sobre el mecanismo de capacidad para la mejora medioambiental en determinadas instalaciones de producción de electricidad. En dicha propuesta, todavía en tramitación, se estimaba un impacto en los pagos por capacidad de 405 M€ en el periodo completo de aplicación de la orden (2015-2018). Teniendo en cuenta que la propuesta de Orden otorgaba al titular de las instalaciones de generación el derecho a percibir el 20% de la cuantía total en una primera fase del proceso, el coste para 2016 podría ascender a unos 80 M€.

Por tanto, en caso de que se implantara dicho mecanismo en 2016, su impacto casi igualaría la dotación incluida en la previsión realizada en la Memoria que acompaña la Orden.

Finalmente, en el ámbito de los pagos por capacidad, cabe recordar la necesidad de que se desarrolle el mecanismo de hibernación previsto en el artículo 53 de la Ley 24/2013, lo que permitiría que existiese un ajuste dinámico entre la oferta y la demanda en el mercado de producción.

- *Fondo de contingencias*

Los costes previstos para 2016 incluyen 100 M€, en concepto de Fondo de contingencias, sin que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se aporte información que permita su valoración.

4.4. Sobre la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos para 2016

En el Cuadro 9 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden. Se observa que, según el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, los ingresos del sistema serían suficientes para cubrir los costes de acceso previstos para 2016, teniendo en cuenta el saldo de los pagos por capacidad.

Cuadro 9. Escenario de ingresos y costes previstos para 2016 según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión 2016
Ingresos regulados (A)	14.015.179
Ingresos por peajes de consumidores	13.726.205
Ingresos por peajes a generadores	132.346
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	20.628
Ingresos de conexiones internacionales	136.000
Ingresos externos a peajes (B)	3.154.510
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510
Ingresos subastas CO2	450.000
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	17.169.689
Costes regulados (D)	17.145.489
Costes de acceso	17.213.544
Saldo de pagos por capacidad	- 218.055
Otros costes regulados	150.000
Desajuste de actividades reguladas (C) - (D)	24.200

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que la acompaña

5. Consideraciones particulares

5.1. Artículo 1. Peajes de acceso.

La propuesta de Orden mantiene en 2015 los precios de la Orden IET/107/2014 y la Orden IET/2444/2014 para todos los consumidores, con la excepción de los acogidos al peaje 6.1B para los que se incluye una reducción un 6,7% en los precios de los términos de potencia y energía respecto de los establecidos en la Orden IET/2444/2014. Este peaje es de aplicación a los consumidores conectados en redes de tensión mayor o igual a 30 kV y menor de 36 kV, conforme a la modificación del Real Decreto 1164/2001 introducida en la disposición final segunda del Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Precios de los términos de potencia y energía aplicable a los consumidores con potencia contratada superior a 450 kW y conectados en redes de tensión mayor o igual a 30 kV y menor de 36 kV en la Orden IET/107/2014 y en la propuesta de Orden

Periodo	Orden IET/2444/2014 Peaje 6.1 B		Propuesta de Orden Peaje 6.1 B		Variación 2016 sobre 2015	
	Tp (€/kW y año)	Te (€/kWh)	Tp (€/kW y año)	Te (€/kWh)	Tp	Te
Periodo 1	33,237522	0,023381	31,020989	0,021822	-6,7%	-6,7%
Periodo 2	16,633145	0,017462	15,523919	0,016297	-6,7%	-6,7%
Periodo 3	12,172701	0,009306	11,360932	0,008685	-6,7%	-6,7%
Periodo 4	12,172701	0,004631	11,360932	0,004322	-6,7%	-6,7%
Periodo 5	12,172701	0,00299	11,360932	0,002791	-6,7%	-6,7%
Periodo 6	5,553974	0,001871	5,183592	0,001746	-6,7%	-6,7%

Fuente: Orden IET/107/2014 y propuesta de Orden

Teniendo en cuenta las variables de facturación previstas para este colectivo de consumidores en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se estima que la reducción del peaje 6.1B supondrá una reducción de los ingresos de 10 M€.

De esta manera, los consumidores acogidos al peaje 6.1B registran una facturación media un 21% inferior a la que se hubiera registrado de mantenerse los peajes establecidos en la Orden IET/107/2014, sin que ni en la propuesta de Orden ni en la Memoria que le acompaña se justifique el criterio que ha conducido a mantener los peajes para todos los consumidores excepto para los acogidos al peaje 6.1B.

Adicionalmente, cabe cuestionar si, además de su falta de justificación, la revisión a la baja de los cargos referidos anteriormente es conforme al artículo 19.5 de la Ley 24/2013, en tanto en cuanto impide la reducción de los peajes y cargos mientras existan deudas pendientes de ejercicios anteriores. En consecuencia, esta Comisión propone mantener los peajes de la Orden IET/2444/2014.

5.2. Artículo 3. Precios de los cargos asociados a los costes del sistema de aplicación a las diferentes modalidades de autoconsumo.

En el Artículo 3 de la propuesta de Orden se actualizan los precios de los cargos asociados a los costes del sistema y otros servicios que deben ser de aplicación a las modalidades de autoconsumo según lo previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, que son establecidos en el Anexo II.

En particular, los términos fijos de los cargos de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada no superior a 10 kW se reducen un 3,4% respecto de los del Real Decreto 900/2015, los términos fijos de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 y 15 kW se reducen un 2%, mientras que los cargos del resto de consumidores registran reducciones inferiores, con la excepción de los cargos aplicables a los peajes 6.1B (con reducciones del término fijo comprendidas entre el 6,7% y el 23%) y los precios del periodo 1 del peaje 6.4 y el periodo 2 de los peajes 3.0 A, 3.1 A, 6.2 y 6.3. Por su parte, los términos variables de los cargos transitorios por energía autoconsumida registran reducciones respecto de los establecidos en el Real Decreto 900/2015 comprendidas entre el 3% y el 13,3% para los consumidores de baja tensión y entre el 6,5% y el 23,3% para el resto de los consumidores (véase Cuadro 11).

Cuadro 11. Precios de los términos de potencia y energía de los cargos del RD 900/2015 y de la propuesta de Orden

Peaje de acceso	Disposición transitoria primera del RD 900/2015. Términos de potencia y energía (Hasta el 31 de diciembre de 2015)						Propuesta de Orden. Términos de potencia y energía (Desde el 1 de enero de 2016)						% variación de la Propuesta de Orden respecto RD 900/2014					
	€/kW y año						Cargos fijos (€/kW y año)						Cargos fijos					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,989169						8,682019						-3,4%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,989169						8,682019						-3,4%					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,989169						8,682019						-3,4%					
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	15,390453						15,083303						-2,0%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	15,390453						15,083303						-2,0%					
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	15,390453						15,083303						-2,0%					
3.0 A (Pc > 15 kW)	32,174358	6,403250	14,266872				32,083923	6,212601	14,245468				-0,3%	-3,0%	-0,2%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433				36,370283	7,253411	5,046692				-0,7%	-4,0%	-0,7%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022	22,474651	8,056099	9,872687	11,969862	14,279130	4,911990	-0,8%	-1,5%	-0,5%	-0,2%	0,0%	-0,3%
6.1 B (30 kV a 36kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819	14,356213	3,993364	6,899441	8,996616	11,305884	3,555405	-14,3%	-23,5%	-11,1%	-8,5%	-6,7%	-9,8%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812	9,317256	1,583664	4,439480	6,384560	8,074483	2,464864	-1,4%	-5,9%	-0,9%	-0,3%	0,0%	-0,5%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805	9,452888	2,660520	3,963845	5,505622	6,894555	1,933970	-1,0%	-2,6%	-0,8%	-0,3%	0,0%	-0,7%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911	3,011434	0,000000	1,777750	3,495529	4,990903	0,994354	-3,6%	0,0%	-1,9%	-0,5%	0,0%	-1,3%

Peaje de acceso	Cargos transitorios por energía autoconsumida (€/kWh)						Cargos transitorios por energía autoconsumida (€/kWh)						Cargos transitorios por energía autoconsumida					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,046750						0,044504						-4,8%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,060789	0,008510					0,058489	0,007368					-3,8%	-13,4%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,061561	0,008869	0,008449				0,059269	0,007650	0,007344				-3,7%	-13,7%	-13,1%			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,058445						0,056200						-3,8%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,071727	0,017885					0,069426	0,016716					-3,2%	-6,5%				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,072498	0,020765	0,013707				0,070206	0,019507	0,012602				-3,2%	-6,1%	-8,1%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,025270	0,017212	0,011127				0,021957	0,015040	0,010183				-13,1%	-12,6%	-8,5%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,019485	0,013393	0,014197				0,016639	0,011411	0,013268				-14,3%	-14,8%	-6,5%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	0,015678	0,014733	0,010559	0,011786	0,012535	0,008879	0,012995	0,012837	0,008996	0,010431	0,011206	0,007951	-17,1%	-12,9%	-14,8%	-11,5%	-10,6%	-10,5%
6.1 B (30 kV a 36kV)	0,015678	0,012426	0,010005	0,011173	0,012139	0,008627	0,012995	0,009531	0,008541	0,009527	0,010623	0,007580	-17,1%	-23,3%	-14,6%	-14,7%	-12,5%	-12,1%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,016967	0,014731	0,010716	0,010965	0,011264	0,008395	0,014139	0,012915	0,009197	0,009622	0,009936	0,007470	-16,7%	-12,3%	-14,2%	-12,2%	-11,8%	-11,0%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,019326	0,015950	0,011343	0,011092	0,011221	0,008426	0,016527	0,014150	0,009832	0,009751	0,009893	0,007501	-14,5%	-11,3%	-13,3%	-12,1%	-11,8%	-11,0%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,015678	0,011674	0,010005	0,010372	0,010805	0,008252	0,012995	0,009871	0,008541	0,009030	0,009477	0,007328	-17,1%	-15,4%	-14,6%	-12,9%	-12,3%	-11,2%

Fuente: Real Decreto 900/2015 y propuesta de Orden

La variación de los precios de los términos de energía del cargo transitorio por energía autoconsumida está motivada, fundamentalmente, por la reducción de los precios para la financiación de los pagos por capacidad y de los precios asociados a otros servicios del sistema, si bien los términos variables de los cargos asociados a los costes del sistema también se reducen (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Precios del componente variable de los cargos asociados a los costes del sistema, los pagos por capacidad y otros servicios del sistema del RD 900/2015 y de la propuesta de Orden

Peaje de acceso	Disposición transitoria primera del RD 900/2015. Términos de potencia y energía (Hasta el 31 de diciembre de 2015)						Propuesta de Orden. Términos de potencia y energía (Desde el 1 de enero de 2016)						% variación de la Propuesta de Orden respecto RD 900/2014					
	Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,033367						0,033311						-0,2%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,047227	0,000000					0,047155	0,000000					-0,2%	0,0%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,047999	0,000000	0,000144				0,047935	0,000000	0,000137				-0,1%	0,0%	-4,9%			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,045062						0,045007						-0,1%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,058165	0,009375					0,058093	0,009348					-0,1%	-0,3%				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,058936	0,011896	0,005402				0,058873	0,011858	0,005395				-0,1%	-0,3%	-0,1%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,007116	0,004244	0,003569				0,007020	0,004173	0,003562				-1,4%	-1,7%	-0,2%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,003807	0,001496	0,006713				0,003705	0,001385	0,006705	0,002384	0,003159	0,001388	-2,7%	-7,4%	-0,1%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	0,000000	0,003466	0,000554	0,002411	0,003160	0,001395	0,000000	0,003305	0,000454	0,002384	0,003159	0,001388	0,0%	-4,6%	-18,0%	-1,1%	0,0%	-0,5%
6.1 B (30 kV a 36kV)	0,000000	0,001159	0,000000	0,001798	0,002764	0,001142	0,000000	0,000000	0,000000	0,001480	0,002576	0,001017	0,0%	-100,0%	0,0%	-17,7%	-6,8%	-10,9%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,001288	0,003464	0,000711	0,001589	0,001889	0,000910	0,001145	0,003383	0,000655	0,001575	0,001889	0,000907	-11,1%	-2,3%	-7,8%	-0,9%	0,0%	-0,3%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,003648	0,004684	0,001338	0,001717	0,001846	0,000941	0,003533	0,004618	0,001291	0,001705	0,001846	0,000938	-3,2%	-1,4%	-3,5%	-0,7%	0,0%	-0,3%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,000000	0,000408	0,000000	0,000997	0,001430	0,000768	0,000000	0,000339	0,000000	0,000983	0,001430	0,000765	0,0%	-16,8%	0,0%	-1,4%	0,0%	-0,4%

Peaje de acceso	Pagos por capacidad (€/kWh)						Pagos por capacidad (€/kWh)						Pagos por capacidad					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,005898						0,004630						-21,5%				
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,006078	0,001026					0,004771	0,000805					-21,5%	-21,5%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,006078	0,001384	0,000821				0,004771	0,001087	0,000644				-21,5%	-21,5%	-21,5%			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,005898						0,004630						-21,5%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,006078	0,001026					0,004771	0,000805					-21,5%	-21,5%				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,006078	0,001384	0,000821				0,004771	0,001087	0,000644				-21,5%	-21,5%	-21,5%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,010669	0,005484	0,000073				0,008374	0,004304	0,000058				-21,5%	-21,5%	-21,1%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,008194	0,004412	0,000000				0,006432	0,003463	0,000000				-21,5%	-21,5%	0,0%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	0,008194	0,003782	0,002521	0,001891	0,001891	0,000000	0,006432	0,002968	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	0,0%
6.1 B (30 kV a 36kV)	0,008194	0,003782	0,002521	0,001891	0,001891	0,000000	0,006432	0,002968	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	0,0%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,008194	0,003782	0,002521	0,001891	0,001891	0,000000	0,006432	0,002968	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	0,0%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,008194	0,003782	0,002521	0,001891	0,001891	0,000000	0,006432	0,002968	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	0,0%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,008194	0,003782	0,002521	0,001891	0,001891	0,000000	0,006432	0,002968	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	0,0%

Peaje de acceso	Otros servicios (€/kWh)						Otros servicios (€/kWh)						Otros servicios					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,007485						0,006566						-12,3%				
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,007485	0,007485					0,006566	0,006566					-12,3%	-12,3%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,007485	0,007485	0,007485				0,006566	0,006566	0,006566				-12,3%	-12,3%	-12,3%			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,007485						0,006566						-12,3%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,007485	0,007485					0,006566	0,006566					-12,3%	-12,3%				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,007485	0,007485	0,007485				0,006566	0,006566	0,006566				-12,3%	-12,3%	-12,3%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,007485	0,007485	0,007485				0,006566	0,006566	0,006566				-12,3%	-12,3%	-12,3%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,007485	0,007485	0,007485				0,006566	0,006566	0,006566				-12,3%	-12,3%	-12,3%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%
6.1 B (30 kV a 36kV)	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,007485	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	0,006566	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%	-12,3%

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)						Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)						Cargo transitorio por energía autoconsumida					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,046750						0,044504						-4,8%				
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,060789	0,008510					0,058489	0,007368					-3,8%	-13,4%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,061561	0,008869	0,008449				0,059269	0,007650	0,007344				-3,7%	-13,7%	-13,1%			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,058445						0,056200						-3,8%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,071727	0,017885					0,069426	0,016716					-3,2%	-6,5%				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,072498	0,020765	0,013707				0,072026	0,019507	0,012602				-3,2%	-6,1%	-8,1%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,025270	0,017212	0,011127				0,021957	0,015040	0,010183				-13,1%	-12,6%	-8,5%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,019485	0,013393	0,014197				0,016639	0,011411	0,013268				-14,3%	-14,8%	-6,5%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	0,015678	0,014733	0,010559	0,011786	0,012535	0,008879	0,012995	0,012837	0,008996	0,010431	0,011206	0,007951	-17,1%	-12,9%	-14,8%	-11,5%	-10,6%	-10,5%
6.1 B (30 kV a 36kV)	0,015678	0,012426	0,010005	0,011173	0,012139	0,008627	0,012995	0,009531	0,008541	0,009527	0,010623	0,007590	-17,1%	-23,3%	-14,6%	-14,7%	-12,5%	-12,1%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,016967	0,014731	0,010716	0,010965	0,011264	0,008395	0,014139	0,012915	0,009197	0,009622	0,009936	0,007470	-16,7%	-12,3%	-14,2%	-12,2%	-11,8%	-11,0%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,019326	0,015950	0,011343	0,011092	0,011221	0,008426	0,016527	0,014150	0,009832	0,009751	0,009893	0,007501	-14,5%	-11,3%	-13,3%	-12,1%	-11,8%	-11,0%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,015678	0,011674	0,010005	0,010372	0,010805	0,008252	0,012995	0,009871	0,008541	0,009030	0,009477	0,007328	-17,1%	-15,4%	-14,6%	-12,9%	-12,3%	-11,2%

Fuente: Real Decreto 900/2015 y propuesta de Orden

Los peajes de transporte y distribución implícitos tanto en los peajes de acceso vigentes como en la propuesta de Orden se obtienen como resultado de restar a los términos fijos y variables de los peajes de acceso los términos fijos y variables

de los cargos asociados a la financiación de los costes del sistema (véanse Cuadro 13 y Cuadro 14).

Cuadro 13. Términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de acceso vigentes

Peajes de acceso vigentes (A)												
Peaje de acceso	Término fijo del peaje de acceso (€/kW y año)						Término variable del peaje de acceso (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,044027					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,062012	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,062012	0,002879	0,000886			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,057360					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,074568	0,013192				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,074568	0,017809	0,006596			
3.0 A (Pc > 15 kW)	40,728885	24,437330	16,291555				0,018762	0,012575	0,004670			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	59,173468	36,490689	8,367731				0,014335	0,012754	0,007805			
6.1 A (1 kV a 30kV)	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1 B (30 kV a 36kV)	33,237522	16,633145	12,172701	12,172701	12,172701	5,553974	0,023381	0,017462	0,009306	0,004631	0,002990	0,001871
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Cargos del RD 900/2015 (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del cargo (€/kW y año)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,989169						0,038038					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,989169						0,054217	0,000000				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,989169						0,055103	0,000000	0,000156			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	15,390453						0,051371					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	15,390453						0,066773	0,010378				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	15,390453						0,067659	0,013609	0,005867			
3.0 A (Pc > 15 kW)	32,174358	6,403250	14,266872				0,008205	0,004864	0,003951			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433				0,004058	0,001592	0,007035			
6.1 A (1 kV a 30kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022	0,000000	0,003695	0,000590	0,002563	0,003359	0,001470
6.1 B (30 kV a 36kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819	0,000000	0,001235	0,000000	0,001911	0,002938	0,001204
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812	0,001351	0,003627	0,000744	0,001659	0,001972	0,000945
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805	0,003772	0,004839	0,001381	0,001770	0,001903	0,000966
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911	0,000000	0,000415	0,000000	0,001014	0,001454	0,000779

Peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes vigentes (A) - (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del peaje de T&D (€/kW y año)						Término variable del peaje de T&D (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	29,054257						0,005989					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	29,054257						0,007795	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	29,054257						0,006909	0,002879	0,000730			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	29,054257						0,005989					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	29,054257						0,007795	0,002814				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	29,054257						0,006909	0,004200	0,000729			
3.0 A (Pc > 15 kW)	8,554527	18,034080	2,024683				0,010557	0,007711	0,000719			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	22,564640	28,931427	3,286298	0,000000	0,000000	0,000000	0,010277	0,011162	0,000770	0,000000	0,000000	0,000000
6.1 A (1 kV a 30kV)	16,490445	11,409934	4,414820	2,339583	0,054472	1,611155	0,026674	0,016226	0,010025	0,002720	0,000052	0,000667
6.1 B (30 kV a 36kV)	16,490445	11,409934	4,414820	2,339583	0,054472	1,611155	0,023381	0,016227	0,009306	0,002720	0,000052	0,000667
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	12,706761	9,405666	3,637203	1,712471	0,040226	1,224837	0,014236	0,008014	0,005460	0,001428	0,000021	0,000302
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,364315	6,734571	2,932899	1,407251	0,032848	1,214082	0,011276	0,006398	0,004606	0,001209	0,000021	0,000240
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	10,582972	6,859077	3,208043	1,508234	0,028502	1,282404	0,008465	0,006607	0,004025	0,001271	0,000021	0,000239

Fuente: Orden IET/107/2014, Orden IET/2444/2014 y RD 900/2015

Nota: Los precios del componente de cargo variable asociado a los costes del sistema vienen expresados en €/kWh en barras de central, por lo que se aplican los coeficientes de pérdidas estándares para trasladarlos a €/kWh consumido antes de restarlos de los términos variables de los peajes de acceso.

Cuadro 14. Términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden

Peajes de acceso de la propuesta de Orden (A)												
Peaje de acceso	Término fijo del peaje de acceso (€/kW y año)						Término variable del peaje de acceso (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,044027					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,062012	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	38,043426						0,062012	0,002879	0,000886			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,057360					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,074568	0,013192				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	44,444710						0,074568	0,017809	0,006596			
3.0 A (Pc > 15 kW)	40,728885	24,437330	16,291555				0,018762	0,012575	0,004670			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	59,173468	36,490689	8,367731				0,014335	0,012754	0,007805			
6.1 A (1 kV a 30kV)	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1 B (30 kV a 36kV)	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Cargos de la propuesta de Orden (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del cargo (€/kW y año)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,682019						0,037975					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,682019						0,054134	0,000000				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,682019						0,055029	0,000000	0,000149			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303						0,051308					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303						0,066690	0,009348				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303						0,067586	0,011858	0,005395			
3.0 A (Pc > 15 kW)	32,083923	6,212601	14,245468				0,008094	0,004173	0,003562			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,370283	7,253411	5,046692				0,003949	0,001474	0,007027			
6.1 A (1 kV a 30kV)	22,474651	8,056099	9,872687	11,969862	14,279130	4,911990	0,000000	0,003523	0,000484	0,002534	0,003358	0,001463
6.1 B (30 kV a 36kV)	14,356213	3,993364	6,899441	8,996616	11,305884	3,555405	0,000000	0,000000	0,000000	0,001573	0,002738	0,001072
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,317256	1,583664	4,439480	6,384560	8,074483	2,464864	0,001201	0,003542	0,000686	0,001644	0,001972	0,000942
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,452888	2,660520	3,963845	5,505622	6,894555	1,933970	0,003653	0,004771	0,001332	0,001757	0,001903	0,000964
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,011434	0,000000	1,777750	3,495529	4,990903	0,994354	0,000000	0,000345	0,000000	0,001000	0,001454	0,000776

Peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden (A) - (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del peaje de T&D (€/kW y año)						Término variable del peaje de T&D (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	29,361407						0,006052					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	29,361407						0,007878	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	29,361407						0,006983	0,002879	0,000737			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	29,361407						0,006052					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	29,361407						0,007878	0,003844				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	29,361407						0,006982	0,005951	0,001201			
3.0 A (Pc > 15 kW)	8,644962	18,224729	2,046087				0,010668	0,008402	0,001108			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	22,803185	29,237278	3,321039	0,000000	0,000000	0,000000	0,010386	0,011280	0,000778	0,000000	0,000000	0,000000
6.1 A (1 kV a 30kV)	16,664776	11,530555	4,461491	2,364316	0,055048	1,628187	0,026674	0,016398	0,010131	0,002749	0,000053	0,000674
6.1 B (30 kV a 36kV)	16,664776	11,530555	4,461491	2,364316	0,055048	1,628187	0,021822	0,016297	0,008685	0,002749	0,000053	0,000674
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	12,841092	9,505099	3,675654	1,730574	0,040651	1,237785	0,014386	0,008099	0,005518	0,001443	0,000021	0,000305
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,463310	6,805766	2,963905	1,422128	0,033195	1,226917	0,011395	0,006466	0,004655	0,001222	0,000021	0,000242
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	10,694851	6,859077	3,241957	1,524178	0,028804	1,295961	0,008465	0,006677	0,004025	0,001285	0,000021	0,000242

Fuente: propuesta de Orden

Nota: Los precios del componente de cargo variable asociado a los costes del sistema vienen expresados en €/kWh en barras de central, por lo que se aplican los coeficientes de pérdidas estándares para trasladarlos a €/kWh consumido antes de restarlos de los términos variables de los peajes de acceso.

Cabe señalar que los términos fijos de los peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden se mantienen, mientras que los términos variables de los peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden aumentan respecto de los términos variables implícitos en los peajes de acceso vigentes, a efectos de ajustarlos a la retribución del transporte y la distribución previstas para el ejercicio 2016 (véase Cuadro 15).

Cuadro 15. Términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de acceso vigentes y en los peajes de acceso de la propuesta de Orden

Peajes de T&D vigentes (Hasta el 31 de diciembre de 2015)							Peajes de T&D de la propuesta de Orden (Desde el 1 de enero de 2016)							% variación de la Propuesta de Orden respecto RD 900/2014						
Término fijo (€/kW y año)							Término fijo (€/kW y año)							Término fijo						
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
29,054257							29,054257							0,0%						
29,054257							29,054257							0,0%						
29,054257							29,054257							0,0%						
29,054257							29,054257							0,0%						
29,054257							29,054257							0,0%						
8,554527	18,034080	2,024683					8,554527	18,034080	2,024683					0,0%	0,0%	0,0%				
22,564640	28,931427	3,286298					22,564640	28,931427	3,286298					0,0%	0,0%	0,0%				
16,490445	11,409934	4,414820	2,339583	0,054472	1,611155		16,490445	11,409934	4,414820	2,339583	0,054472	1,611155		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
16,490445	11,409934	4,414820	2,339583	0,054472	1,611155		16,490445	11,409934	4,414820	2,339583	0,054472	1,611155		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
12,706761	9,405666	3,637203	1,712471	0,040226	1,224837		12,706761	9,405666	3,637203	1,712471	0,040226	1,224837		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
9,364315	6,734571	2,932899	1,407251	0,032848	1,214082		9,364315	6,734571	2,932899	1,407251	0,032848	1,214082		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
10,582972	6,859077	3,208043	1,508234	0,028502	1,282404		10,582972	6,859077	3,208043	1,508234	0,028502	1,282404		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Término variable (€/kWh)							Término variable (€/kWh)							Término variable						
Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
0,005989							0,006052							1,1%						
0,007795	0,002215						0,007878	0,002215						1,1%	0,0%					
0,006909	0,002879	0,000730					0,006983	0,002879	0,000737					1,1%	0,0%	1,0%				
0,005989							0,006052							1,1%						
0,007795	0,002814						0,007878	0,003844						1,1%	36,6%					
0,006909	0,004200	0,000729					0,006982	0,005951	0,001201					1,1%	41,7%	64,7%				
0,010557	0,007711	0,000719					0,010668	0,008402	0,001108					1,1%	9,0%	54,1%				
0,010277	0,011162	0,000770					0,010386	0,011280	0,000778					1,1%	1,1%	1,1%				
0,026674	0,016226	0,010025	0,002720	0,000052	0,000667		0,026674	0,016398	0,010131	0,002749	0,000053	0,000674		0,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,4%	1,1%	
0,023381	0,016227	0,009306	0,002720	0,000052	0,000667		0,021822	0,016297	0,008685	0,002749	0,000053	0,000674		-6,7%	0,4%	-6,7%	1,1%	1,5%	1,0%	
0,014236	0,008014	0,005460	0,001428	0,000021	0,000302		0,014386	0,008099	0,005518	0,001443	0,000021	0,000305		1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	0,9%	1,0%	
0,011276	0,006398	0,004606	0,001209	0,000021	0,000240		0,011395	0,006466	0,004655	0,001222	0,000021	0,000242		1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,4%	1,1%	
0,008465	0,006607	0,004025	0,001271	0,000021	0,000239		0,008465	0,006677	0,004025	0,001285	0,000021	0,000242		0,0%	1,1%	0,0%	1,1%	1,8%	1,2%	

Fuente: Orden IET/107/2014, Orden IET/2444/2014, RD 900/2015 y propuesta de Orden

Esta Comisión recuerda que los peajes de transporte y distribución así calculados no resultan de la aplicación de la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, y reitera la necesidad, puesta de manifiesto en sucesivos informes, de elaborar la metodología de cálculo de los cargos.

Adicionalmente, esta Comisión se remite a las consideraciones recogidas en el “Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo” aprobado el 8 de julio de 2015.

5.3. Artículo 4. Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad.

La propuesta de Orden actualiza los precios unitarios para la financiación de los pagos por capacidad. En particular, los precios establecidos en la propuesta de Orden suponen una reducción del 21% respecto de los precios vigentes, establecidos en la disposición transitoria única del Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por

los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico, y una reducción del 43% respecto de los establecidos para 2016 en el artículo 5 del citado Real Decreto-ley 9/2015.

Cabe señalar que, a pesar de la reducción de los pagos por capacidad introducida en la propuesta de Orden, los ingresos previstos para 2016 son superiores a los costes previstos para 2016, registrándose un saldo positivo de los pagos por capacidad de 218 M€.

Teniendo en cuenta que los peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden son suficientes para recuperar la retribución de las redes, el superávit de los pagos por capacidad está destinado a la financiación del resto de costes regulados del sistema.

Esta Comisión señala la necesidad de establecer una metodología de cálculo de los precios unitarios de los pagos por capacidad, a efectos de que cada componente de coste sea recuperado por el precio regulado correspondiente.

5.4. Artículo 5. Anualidades del desajuste de ingresos para 2016.

Las anualidades para la financiación del déficit establecidas en el artículo 5 de la propuesta de Orden coinciden con las contenidas en el Informe de previsión de la CNMC, por lo que se hace necesaria su actualización una vez se dispone de los tipos de interés del mes de noviembre⁹. En consecuencia, se propone sustituir la tabla del artículo 5.1 por la siguiente:

DESAJUSTE DE INGRESOS	(Euros)
Anualidad FADE	2.216.037.014
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005	282.869.330
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	95.236.680
Déficit 2013	277.761.010
TOTAL	2.871.904.034

⁹ Las anualidades correspondientes al ejercicio 2016 para la financiación del déficit de los ejercicios 2005 y 2007 consideradas en el Informe de la CNMC fueron calculadas considerando como tipo de interés de actualización el Euribor promedio del 1 al 15 de septiembre (-0,35%). Una vez disponibles los datos de cotización del Euribor a 3 meses del mes de noviembre de 2015, cuyo promedio asciende a -0,089%, se ha procedido a recalcularlas.

5.5. Artículo 9. Aspectos retributivos de las instalaciones tipo.

Uno de los objetivos de la propuesta de Orden es, según recoge la MAIN, «establecer las instalaciones tipo necesarias que no hubieran sido previstas en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, ni en la Orden IET/1344/2015, de 6 de junio, así como aprobar sus parámetros retributivos, que serán de aplicación al primer semiperiodo regulatorio». Es decir, se ha constatado que existen unidades retributivas a las que no se les puede asignar instalación tipo (IT) por no corresponder las características técnicas de dichas instalaciones con las de ninguna instalación tipo de las aprobadas mediante las órdenes arriba citadas.

Este es el caso de la IT a la que se ha asignado el código 'IT-000591', el cual se refiere instalaciones solares fotovoltaicas sobre cubierta de potencia instalada superior a 1 MW, correspondientes a la convocatoria de pre-asignación de retribución del primer trimestre de 2011, con fecha de puesta en servicio en 2013 y ubicadas en la zona climática 4 (no se requiere en este caso especificar subtipo de tecnología, es decir, si la planta es fija o con seguimiento a uno o dos ejes).

El anexo IV de la propuesta de Orden establece los parámetros retributivos de aplicación a la citada IT de nueva creación, entre ellos, la retribución a la operación (Ro) en 2014, 2015 y 2016. Pues bien, debería aclararse, en la primera de las tablas incluidas en el apartado 2 de dicho anexo IV, que en el caso de la IT-000591 dicha tabla proporciona la Ro en €/MWh aplicable a 2014, pero no al primer semestre de 2015 (esto último cabe suponer se refiere solo a la otra IT de nueva creación, la IT-01526, que es una cogeneración para la cual se contempla una Ro distinta en cada uno de los semestres de 2015). Para evitar toda posible ambigüedad sería preferible dividir la citada tabla en dos, una por IT, tal y como se ha hecho con los parámetros facilitados a continuación, en ese mismo anexo.

5.6. Disposición adicional tercera. Autorización excepcional de aplicación de una única tarifa de acceso.

Esta disposición viene a clarificar y homogeneizar los requisitos, trámite administrativo y vigencia de las autorizaciones excepcionales para la aplicación de una única tarifa de acceso conjunta cuando se dispone de dos tomas de suministro, tal y como se contempla en el artículo 5.3.4º del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se aprueban las tarifas de acceso a las redes.

Como aspecto más relevante, se viene a exigir que ninguno de los puntos de conexión asociados disponga de capacidad suficiente para efectuar el suministro con la potencia que figure en el contrato de acceso a las redes, requisito que esta Comisión entiende correcto toda vez que si el suministro puede atenderse desde un solo punto de conexión, el consumidor siempre tiene la posibilidad de declarar el otro punto como de socorro con una reducción del 50% del término

de potencia de dicho socorro si la alimentación la realiza la misma empresa distribuidora.

Otro aspecto a resaltar es que la Resolución que en su caso dicte la DGPEM tendrá una vigencia anual prorrogable por periodos iguales salvo en caso de modificación de las condiciones o características de la acometida, de los parámetros autorizados o pérdidas de las condiciones establecidas en la normativa por parte del suministro o instalación afectada, lo que conllevará una importante reducción de la carga administrativa que este tipo de autorizaciones genera.

No obstante todo lo anterior, debería modificarse mediante norma con rango de real decreto lo establecido en el referido artículo 5.3.4º del Real Decreto 1164/2001, en el sentido de no constreñir a *dos* los puntos de toma, toda vez que constan a esta Comisión suministros que disponen de tres o más tomas.

Finalmente, se entiende necesaria la mejora de redacción del apartado 2)f) sobre los certificados que debe emitir la empresa distribuidora, por ello se propone la siguiente redacción:

- «f) *Certificado de la empresa distribuidora con las características de la acometida eléctrica que refleje, como mínimo, los siguientes aspectos:*
- *El cumplimiento de los requisitos previstos en los párrafos b) y c) del apartado 1;*
 - *El código Unificado de Punto de Suministro (CUPS) **asociado al punto frontera** de las líneas para las que se solicita la aplicación de una única tarifa de acceso conjuntamente.*
 - *La potencia por la que están vigentes los derechos de extensión de **los contratos asociados a cada una de dichas fronteras** líneas;*
 - *Detalle de la operativa, [...]*»

5.7. Disposición adicional sexta. Propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos a efectos de facturación de la energía.

Esta disposición fija un plazo máximo de dos meses tras la entrada en vigor de la Propuesta de Orden para que esta Comisión remita a la Secretaría de Estado de Energía (SEE) una propuesta de procedimiento para tratar los datos procedentes de los equipos de medida «*a efectos de facturación de la energía*» de acuerdo con las modificaciones introducidas por el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Esta Comisión no puede quedar sujeta a otros plazos distintos a los establecidos en la normativa reguladora de su funcionamiento, por lo que por una Orden Ministerial no le podría imponer plazos distintos para tramitar sus procedimientos.

Sin perjuicio de lo anterior, debe tenerse presente que la disposición adicional tercera del citado Real Decreto 900/2015 establece un plazo de tres meses desde la entrada en vigor del mismo (es decir, el 11 de enero de 2016) para que el operador del sistema remita a la SEE una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico (P.O.) y en su caso, de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. Esta propuesta de modificación alcanzará sin duda numerosos apartados del P.O. 10.5 ('Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas'), así como determinados aspectos de los P.O. 10.12 ('Procedimiento para la comprobación, validación y cálculo del mejor valor de energía de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión') y 10.13 ('Procedimiento por el que los distribuidores intercambian información con los comercializadores de energía eléctrica, y ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en el sistema de telegestión').

La propuesta debería ser además sometida a continuación al correspondiente trámite de audiencia (que comprendería, de no concurrir condiciones de urgencia, otros 20 días), y en su caso a informe de esta Comisión, todo lo cual supondría que transcurriría al menos otro mes.

Pues bien, resultaría prematuro el planteamiento de una propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida antes de que se conozcan cuando menos las propuestas de modificación de los diversos procedimientos de operación y, en su caso, del Reglamento unificado de puntos de medida, los cuales determinan la forma en que obtener dichas medidas, aspecto este que se considera el más complejo para la efectiva implantación del Real Decreto 900/2015, en lo que atañe a la facturación de los cargos, fijos o variables, en él contemplados.

Adicionalmente, se entiende necesario modificar la redacción de esta disposición ya que en los términos actuales el alcance parece circunscribirse a la aplicación de cargos variables, en [€/kWh], relacionados pues con la energía autoconsumida de forma horaria, en tanto que debería ser también extensible a la aplicación de cargos fijos, en [€/kW], relacionados con la llamada 'potencia de aplicación de cargos', de acuerdo con la definición del artículo 3.1.m) y del Anexo I, apartado 9 del Real Decreto 900/2015, la cual ha de compararse con «la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso», según la disposición transitoria primera, apartado 3.a) del repetido Real Decreto 900/2015.

De acuerdo con todo lo anterior, el plazo de dos meses debería ser contado desde que se reciba por el operador del sistema la propuesta de modificación de los citados procedimientos de operación y, en su caso, del Reglamento unificado de puntos de medida, cuya adaptación constituye un prerequisite para la redacción, a su vez, de un procedimiento de facturación plenamente útil y coherente con ellos.

Por todo lo anterior, se entiende necesaria la siguiente corrección, tanto en el texto de la disposición como en el propio título de la misma:

Disposición adicional sexta. Propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos a efectos de facturación de la energía los cargos fijos y variables.

*« La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo máximo de dos meses desde la **remisión por el operador del sistema a dicha Secretaría de Estado de Energía de la propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico y en su caso de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida, prevista en la disposición adicional tercera.1 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre entrada en vigor de esta orden**, una propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida a efectos de facturación ~~de la energía~~ cuyo contenido sea necesario para adaptarse a las modificaciones introducidas por el citado Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, [...]»*

5.8. Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2016 y precios a cobrar a los agentes.

La disposición transitoria primera de la propuesta de Orden establece la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español (OMIE) para 2016 y los precios a cobrar a los agentes. De acuerdo con el apartado primero de esta disposición transitoria *“la cuantía global determinada para la retribución de la sociedad OMI-Polo Español, S.A. correspondiente al año 2016 será de 15.000 miles de euros”*.

La retribución establecida para el OMIE en la Orden IET/2444/2014¹⁰ fue de 14.568 miles de euros, similar a la retribución establecida en la Orden IET/107/2014¹¹. La propuesta de Orden objeto de este informe incrementa un

¹⁰ Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.

¹¹ Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

3% la retribución del OMIE (+432 miles de euros) sin que dicho incremento se haya justificado suficientemente en la Memoria de la propuesta de Orden.

En el anexo II “Retribución del operador del mercado para 2016” de este informe, se calcula la cuantía global de la retribución que se obtendría para 2016 para el operador del mercado, de acuerdo con la “*Propuesta de metodología de retribución del operador del mercado*” aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014, y que asciende a **13.812 miles de euros**. Esta retribución incluye los costes correspondientes al proyecto XBID previstos para 2016 en el presupuesto del OMIE.

Esta Comisión considera que mientras no se apruebe la metodología de retribución del OMIE y teniendo en cuenta que el resultado que se obtendría a partir de dicha metodología para 2016 es inferior al establecido en la Orden IET/2444/2014, se debería, o bien fijar como retribución provisional 13.812 miles de euros, o en su defecto, mantener en la propuesta de Orden objeto de este informe la retribución de 14.568 miles de euros para el OMIE en 2016.

Por otra parte, el párrafo segundo de este apartado primero señala lo siguiente:

[...] Los costes en los que incurra el operador del mercado que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo, serán considerados en la retribución de dicho operador. A estos efectos, el operador del mercado enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la información de los costes incurridos, con el desglose y formato que se determine.

En este sentido, esta Comisión tuvo en cuenta en su propuesta de retribución del OMIE para el ejercicio 2014 y 2015, los costes previstos en relación al proyecto XIBD. Así, la retribución del OMIE propuesta para 2015 por esta Comisión (14.942 miles de euros), incluía 3.080 miles de euros correspondientes a la previsión de costes para 2015 del proyecto XBID recogida en el Presupuesto 2015 del OMIE. De acuerdo con el Presupuesto 2016 del OMIE, remitido a esta Comisión el pasado 15 de octubre 2015, los gastos previstos por el proyecto XBID para el cierre de este ejercicio serán de 1.239 miles de euros (-60% respecto a los previstos). Por consiguiente, la retribución establecida para el OMIE en la Orden IET/2444/2014 ha permitido cubrir los gastos del proyecto XBID en 2015. En 2016, y tal y como se recoge en la siguiente sección, la propuesta de retribución del OMIE incluye 2.774 miles de euros correspondientes al proyecto XBID, que es la previsión de costes asociados a este proyecto para 2016.

Esta Comisión considera que la interpretación del párrafo arriba reproducido (recogido también en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2444/2014) es que los costes asociados al proyecto XBID deben

incorporarse dentro de la propuesta de retribución al OMIE, y financiarse con cargo a los precios que pagan los agentes. Al objeto de clarificar cómo se retribuyen los costes de este proyecto se propone la siguiente redacción del párrafo segundo del apartado 1 de la disposición transitoria primera de la propuesta de Orden objeto de este informe:

*[...] Los costes en los que incurra el operador del mercado que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo, serán considerados en la **cuantía global determinada para la retribución de dicho operador anualmente**. A estos efectos, el operador del mercado enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la información de los costes incurridos, con el desglose y formato que se determine **que permita acreditar los costes incurridos en este proyecto**.*

En el anexo II “Retribución del operador del mercado para 2016” de este informe, se ofrece información detallada sobre la propuesta de retribución del operador del mercado para 2016.

5.9. Disposición transitoria segunda. Retribución del operador del sistema para 2016 y precios a cobrar a los sujetos.

La disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden establece la retribución del Operador del Sistema (OS) para 2016. De acuerdo con el apartado primero de esta disposición transitoria “*la cuantía global determinada para la retribución de Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema correspondiente al año 2016 será de 57.600 miles de euros*”.

La retribución establecida para el OS en la disposición transitoria segunda de la Orden IET/2444/2014 fue de 56.000 miles de euros, similar a la retribución establecida en la disposición transitoria tercera de la Orden IET/107/2014. La propuesta de Orden objeto de este informe incrementa un 2,9% la retribución del OS (+1.600 miles de euros) sin que dicho incremento se haya justificado suficientemente en la Memoria de la propuesta de Orden.

En el anexo III “Retribución del operador del sistema para 2016” de este informe, se calcula la cuantía global de la retribución que se obtendría para 2016 para el OS, de acuerdo con la “*Propuesta de metodología de retribución del operador del sistema*” aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014, y que asciende a **56.198 miles de euros**.

Esta Comisión considera que mientras no se apruebe la metodología de retribución del OS y teniendo en cuenta que el resultado que se obtendría a partir de dicha metodología para 2016 es similar al establecido en la Orden IET/2444/2014, se debería, o bien fijar como retribución provisional 56.198 miles

de euros, o en su defecto, mantener en la propuesta de Orden objeto de este informe la retribución de 56.000 miles de euros para el OS en 2016.

En el anexo III “Retribución del operador del sistema para 2016” de este informe, se ofrece información detallada sobre la propuesta de retribución del OS para 2016.

Finalmente se indica que, de acuerdo con las estimaciones realizadas por esta Comisión, los precios para la financiación del OS incluidos en la propuesta de Orden supondrían una recaudación de 58.806 miles de euros, frente a los 57.600 miles de euros considerados en la propuesta de Orden, por lo que cabría revisarlos a la baja.

5.10. Disposición transitoria quinta. Superávit de ingresos.

La disposición transitoria quinta de la propuesta de Orden, establece que *“hasta que no se proceda al desarrollo reglamentario del mecanismo de destino de la reducción de las cantidades pendientes de devolución correspondientes a los desajustes de años anteriores, previsto en el apartado 4 del artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los superávit de ingresos que pudieran resultar de las liquidaciones del sistema eléctrico en cada ejercicio, no podrán destinarse a otro fin”*.

Cabe señalar que el apartado cuarto del artículo 19 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico establece que (subrayado añadido): *“Los superávit de ingresos que pudieran resultar de las liquidaciones del sistema eléctrico en cada ejercicio serán considerados ingresos liquidables del sistema del ejercicio en curso. Siempre que existan desajustes de años anteriores estos ingresos se destinarán a la reducción de las cantidades pendientes de devolución correspondientes a los mismos.”*

En relación con esta disposición, la CNMC considera necesario que se proceda lo antes posible al desarrollo reglamentario que permita cumplir con la finalidad dada en la Ley del Sector Eléctrico a los superávit de ingresos, y por consiguiente que se pueda llevar a cabo la amortización parcial de la deuda del sistema eléctrico, que asciende a 31 de diciembre de 2015 a 25.057 millones de euros.

Esta deuda supone un elevado coste financiero para el sistema eléctrico, siendo los intereses de la deuda estimados para 2016 de 883,6 millones de euros, según la información disponible en la CNMC a fecha actual.

Además, un retraso en ese desarrollo reglamentario provocaría la inconsistencia de disponer de una posición de tesorería vinculada al superávit de ingresos, al mismo tiempo que se estaría aplicando un coeficiente de cobertura por desajuste entre ingresos y gastos en las liquidaciones provisionales que se estuviesen ejecutando.

5.11. Disposición final primera. Modificación de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Esta disposición tiene por objeto ampliar el apartado 1 del anexo II de la citada Orden con la parametrización de las instalaciones tipo eólicas del sistema eléctrico canario con año de autorización de explotación definitiva 2017 y 2018. La última columna de las tablas de dicho apartado recoge el 'Incentivo a la inversión por la reducción de costes de generación', $linv$, expresado en [€/MWh], el cual se mantiene invariable, para cada uno de los sistemas insulares canarios, en 2017-2018 respecto a los definidos para 2014-2016.

Ahora bien, para la estimación de dicho incentivo a la inversión, y según lo previsto en el artículo 18 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, deben tomarse en consideración, además de la retribución a la inversión prevista, los costes variables de generación por unidad de energía en cada subsistema eléctrico, (Cvg/Egbc), y el precio medio estimado del mercado, ambos también expresados en [€/MWh], durante el correspondiente semiperiodo regulatorio.

Dado que los años 2017 y 2018 forman parte ya del siguiente semiperiodo regulatorio (2017-2019), debería o bien especificarse expresamente cuáles son los costes variables unitarios de generación que se han tenido en cuenta para cada subsistema canario en dichos años (mediante una tabla análoga a la última de las incluidas en el anexo II de la Orden IET/1458/2014, de 1 de agosto), o bien indicarse, también explícitamente, que, con independencia de cuál sea la relación finalmente alcanzada en esos años entre el precio medio de mercado y los costes variables unitarios, se aplicarán en todo caso los incentivos a la inversión incluidos en la propuesta de Orden.

Finalmente, se considera conveniente modificar el título del referido anexo II especificando que los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de tecnología eólica en el Sistema Eléctrico Canario aplican no sólo al primer semiperiodo regulatorio, sino también a los años 2017 y 2018. Asimismo, se considera que esta misma modificación es aplicable al texto que contempla el apartado primero de la disposición adicional sexta de la repetida Orden IET/148/2014, en la que tampoco se mencionan los referidos años 2017 y 2018.

6. Otras consideraciones

6.1. Nueva disposición adicional (séptima) para homogeneizar el modo de facturar el alquiler de los equipos de medida.

Ante la disparidad de criterios aplicados por cada empresa distribuidora en el modo de facturación de los alquileres de los equipos de medida, lo que genera incertidumbre para los consumidores y suele ser objeto de múltiples reclamaciones por parte de los mismos, se propone incluir una nueva disposición adicional —que sería la séptima— con el objetivo de dar mayor transparencia y seguridad a la aplicación del citado alquiler, con el siguiente redactado:

«Las empresas distribuidoras que faciliten a los consumidores los equipos de medida en régimen de alquiler, facturarán el importe reglamentariamente establecido teniendo en cuenta el número de días del periodo de facturación, es decir, indicando expresamente el precio en €/día, considerando que en dicho periodo el día de lectura inicial estará excluido y el día de lectura final estará incluido.»

6.2. Nueva disposición adicional (octava) para que no se incremente el precio de alquiler de los nuevos equipos de medida hasta su plena integración en los sistemas de telemedida y telegestión.

Tal y como esta Comisión ya ha tenido ocasión de manifestar, a los consumidores que dispongan en régimen de alquiler de equipos de medida tipo 5 monofásicos con capacidad de telemedida y telegestión pero que no se encuentren efectivamente integrados en dichos sistemas, debería cobrárseles el precio de alquiler del equipo de medida de energía activa monofásico tradicional, toda vez que tales consumidores no se están beneficiando de las funcionalidades de los nuevos equipos de medida. Por ello, se propone incluir una nueva disposición adicional —que sería la octava—, con el siguiente redactado:

«El precio de alquiler de los equipos de medida tipo 5 monofásicos con capacidad de telemedida y telegestión que no se encuentren efectivamente integrados en dichos sistemas, será el mismo que el fijado para los equipos de medida de energía activa monofásicos de simple tarifa distinta de la 1.0.»

6.3. Nueva disposición adicional (novena) para el establecimiento de criterios homogéneos para la facturación de los peajes de generación.

Esta Comisión ha recibido diversas consultas en relación con la lectura de la energía que sirve de base para la facturación de peajes de acceso a aplicar en la actividad de generación, en la que se plantean diferentes situaciones en las que las medidas no parecen reflejar correctamente la energía vertida por las

centrales a la red. Por ello, se considera conveniente el establecimiento de unos criterios homogéneos que permitan una correcta facturación de estos peajes, para lo que se podría incluir en esta Orden una solicitud de propuesta al OS en este ámbito.

6.4. Nueva disposición adicional (décima) Publicación de coeficientes de pérdidas por parte del Operador del Sistema

De acuerdo con el artículo 7.4 del Real Decreto 216/2014, el cálculo del término de coste horario de energía del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) requiere un coeficiente horario de pérdidas del peaje de acceso. La disposición adicional cuarta de este mismo decreto impone al OS la obligación de calcular y publicar, con una antelación de al menos dos días respecto al día de suministro, el citado coeficiente de pérdidas. Se especifica asimismo que este coeficiente se determinará en función del nivel de tensión y peaje de acceso y, en su caso, perfil de consumo.

Por ello, dichos coeficientes de pérdidas estándares deben ser revisados cada vez que se disponga de nuevos perfiles de consumo, fruto de la información que aportan los nuevos equipos de medida horarios. Durante el año 2015, dichos coeficientes no han podido ser revisados adaptándose a la modificación de perfiles que tuvo lugar en enero de 2015, al no estar prevista en la normativa dicha revisión. Se propone, por tanto, que la Orden de peajes objeto de este informe contemple dicha posibilidad, teniendo en cuenta que se va a disponer de unos nuevos perfiles para 2016.

En este mismo ámbito, la disposición adicional cuarta del Real Decreto 216/2014 contempla que el OS elabore un informe con carácter anual de valoración de los coeficientes estimados. Dado que en breve se contará con la información suficiente para poder llevar a cabo dicho valoración anual, sería conveniente que la normativa también contemplara la posibilidad de realizar una modificación de los criterios que utiliza el OS para calcular dichos coeficientes, sobre la base de dicho informe, de tal forma que las posibles mejoras pudieran implantarse rápidamente. La normativa debería prever, con carácter previo a su implantación, la comunicación tanto a la Secretaría de Estado de Energía como a la CNMC de los detalles de la nueva metodología, así como la justificación de los cambios introducidos.

6.5. Nueva disposición transitoria (sexta). Valor del margen de comercialización fijo, MCF, definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación establece en el punto 2 de la disposición adicional octava que el margen de comercialización será de 4 €/kW contratado y año. Asimismo establece que este valor podrá ser modificado por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. Adicionalmente, establece en el punto 3 un mandato a la CNMC para la elaboración de un informe sobre el margen comercial que corresponde aplicar a la comercialización de referencia para realizar el suministro a PVPC y a tarifa de último recurso, detallando cada uno de los costes de comercialización que se incorporan en el mismo.

Las Sentencias del TS de 3 de noviembre de 2015 (Rec. 395/2014 y Rec. 395/2014) ha estimado parcialmente los recursos presentados de Gas Natural SDG, SA (GN) e IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S.A. contra el Real Decreto 216/2014 y han declarado nulo el apartado 2 de la disposición adicional octava del citado Real Decreto 216/2014.

En consecuencia, a partir de la publicación de dichas Sentencias se generará un vacío normativo sobre el valor del margen de comercialización.

A la fecha de elaboración del presente informe está en fase de finalización el informe que debe elaborar la CNMC en cumplimiento del mandato establecido en la citada disposición adicional octava del Real Decreto 216/2014.

A los efectos de cubrir el vacío normativo entre la fecha de publicación en el BOE del fallo de dichas Sentencias y la fecha en que se adopten las disposiciones precisas para su ejecución, y se establezca un valor para dicho margen, y con el objetivo de evitar impactos negativos sobre los distintos agentes (tanto comercializadores como consumidores) en ejercicios futuros se propone incluir una disposición transitoria en la Orden que finalmente se publique que, al menos, incluya un margen de comercialización equivalente al establecido en la disposición anulada, esto es, 4 €/kW y año.

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

ACUERDA

ÚNICO.- Informar **favorablemente** la “*Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*”, sin perjuicio de las consideraciones efectuadas en el presente informe.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Secretaría de Estado de Energía.

**ANEXO I. INFORME DE RESPUESTA A LA
SOLICITUD DE DATOS POR PARTE DE LA
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA
ENERGÉTICA Y MINAS PARA LA ELABORACIÓN
DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y COSTES DEL
SISTEMA ELÉCTRICO PARA EL CIERRE DE 2015
Y 2016**

**ANEXO II. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL
MERCADO PARA 2016**
[CONFIDENCIAL]

**ANEXO III. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL
SISTEMA PARA 2016**
[CONFIDENCIAL]

ANEXO IV. ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[CONFIDENCIAL]

