

**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE
ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN
LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA 2017**

IPN/CNMC/029/16

21 de diciembre de 2016

Índice

1. Antecedentes	3
2. Fundamentos jurídicos	4
3. Contenido de la propuesta de Orden	8
4. Consideraciones previas	9
4.1. Sobre las competencias de la CNMC en relación con el establecimiento de peajes de transporte y distribución	9
4.2. Sobre el mecanismo de financiación de la retribución específica de las instalaciones de producción renovable localizadas en territorio no peninsular	12
5. Consideraciones generales	25
5.1. Consideraciones sobre las previsiones de demanda	25
5.2. Consideraciones sobre los ingresos	27
5.3. Consideraciones sobre los costes	30
5.4. Sobre la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos para 2017	39
6. Consideraciones particulares	40
6.1. Artículo 2. Peajes de acceso.	40
6.2. Artículo 3. Precios de los cargos asociados a los costes del sistema de aplicación a las diferentes modalidades de autoconsumo.	40
6.3. Artículo 4. Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad.	46
6.4. Artículo 5. Anualidades del desajuste de ingresos para 2016.	47
6.5. Artículo 7. Extracoste de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares	47
6.6. Disposición adicional tercera. Regularización de las liquidaciones en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares	49
6.7. Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2017 y precios a cobrar a los agentes.	50
6.8. Disposición transitoria segunda. Retribución del operador del sistema para 2017 y precios a cobrar a los sujetos.	51
6.9. Disposición transitoria tercera. Liquidaciones a cuenta de las actividades de transporte y distribución	51
6.10. Disposición final primera. Modificación de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad	57
7. Otras consideraciones	58
7.1. Balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos horarios	58
7.2. Derechos de acceso	58
7.3. Erratas	58

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA 2017

IPN/CNMC/029/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarraín

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 21 de diciembre de 2016

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 2017*”:

1. Antecedentes

Con fecha 23 de septiembre de 2016 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 2016 y 2017, de conformidad con el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio. Dicho informe fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su reunión de 25 de octubre de 2016 ¹ (en adelante, Informe previsiones).

El 2 de diciembre de 2016 se recibió en la CNMC la “*Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017*” junto con la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN) para que, de

¹ Ver Anexo I

acuerdo a lo establecido en el artículo 5.3 y en el artículo 7 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 2 de diciembre de 2016².

Esta Sala pone de manifiesto una vez más la necesidad de disponer de mayor tiempo para analizar la propuesta de orden ministerial, tanto por parte de los miembros del consejo consultivo como por parte de tanto la Dirección de Energía como de esta propia Sala, al objeto de dar adecuado cumplimiento a las funciones que tienen encomendadas.

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 (en adelante Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital o MINETAD), 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.

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

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 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, de 26 de diciembre, 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 Energía, Turismo Agenda Digital, 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.

Los citados Reales Decretos establecen que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD), antes del 1 de octubre de cada año, sendos informes con las propuestas de retribución para el año siguiente de ambas actividades.

El pasado 17 de noviembre se remitió al MINETAD el “Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2017. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1047/2013”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 17 de noviembre de 2016.

No se ha remitido el informe correspondiente a la actividad de distribución por dificultades en la adaptación de los sistemas informáticos al nuevo marco retributivo de la distribución, que ha hecho que la CNMC no disponga actualmente de toda la información necesaria para su cálculo. No obstante, en el informe de previsiones para el ejercicio 2017 remitido por esta Sala al MINETAD el pasado 27 de octubre de 2016 se estimó la retribución de la actividad de distribución partiendo de la retribución fijada para estas empresas distribuidoras en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, y los importes que, para el ejercicio 2015, figuran en Planes de inversión 2015-2017 aprobados a estas empresas distribuidoras mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM.

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.

La retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares se establece conforme al Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

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.

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 Energía, Turismo y Agenda Digital 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, siete artículos tres disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, una disposición final y un anexo.

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

Los **artículos 2 a 4** establecen los precios regulados vigentes para el ejercicio 2017. En particular, el artículo 2 determina 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 I de la propuesta de Orden, y el artículo 4 fija los precios para la financiación de los pagos de capacidad.

Los **artículos 5 a 7** establecen la retribución de las actividades reguladas para el ejercicio 2017. El artículo 5 concierne a las anualidades del desajuste de ingresos para 2017 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 y recargo para la recuperación de la anualidad del déficit 2005). El artículo 7, por su parte, concierne al extracoste de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.

En las **tres 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 regularización de las liquidaciones en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.

En las **tres disposiciones transitorias** se establecen la retribución del Operador del Mercado y del Operador del Sistema para el ejercicio 2017, así como los correspondientes precios que deben aplicar ambos agentes a los productores, comercializadores y consumidores directos. Por último, en la disposición transitoria tercera se establecen las liquidaciones a cuenta de las actividades de transporte y distribución en tanto no se establezca la retribución de dichas actividades para el ejercicio 2017.

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

En las **dos disposiciones finales** se recoge la modificación de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y la entrada en vigor de la orden.

Por último, El Anexo I comprende los componentes de los cargos transitorios de aplicación de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.

4. Consideraciones previas

4.1. Sobre las competencias de la CNMC en relación con el establecimiento de peajes de transporte y distribución

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

La Nota Interpretativa de la Comisión Europea de 22 de enero de 2010 relativa a las Autoridades Regulatorias Nacionales precisa el alcance de tal función de la ARN, definiendo la misma entre las “core duties” del regulador o función nuclear del mismo.

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

En relación con las tarifas de acceso, el artículo 14 del citado Reglamento (CE) nº 714/2009 determina que las tarifas de acceso, o los métodos para calcularlas, deberán respetar los principios de transparencia y no discriminación entre distintos usuarios, evitarán subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red y tendrán en cuenta los costes reales en la medida en que correspondan a un gestor eficiente.

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las

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

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluye entre las funciones de esta Comisión, la de establecer mediante Circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución, especificando que la metodología de cálculo consiste en la asignación eficiente de los costes de transporte y distribución a los consumidores y generadores.

En ejercicio de la función conferida por Ley, y con el debido soporte normativo del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la CNMC, a través de la Circular 3/2014, estableció la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

La disposición final cuarta de la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, modificó artículo 16.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico a efectos de atribuir de forma expresa al Gobierno –y no la CNMC- la competencia para establecer la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes, lo que deja sin efecto los apartados 6 (Definición de los peajes de transporte y distribución) y 7 (Períodos horarios de los peajes de transporte y distribución) de la Circular 3/2014.

Por otra parte, la disposición transitoria decimocuarta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, determina que hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16 de la citada ley, las cantidades que deberán satisfacer los consumidores para cubrir los costes del sistema serán fijadas por el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. En consecuencia, la falta de metodología de cálculo de los cargos deja en suspenso la metodología de determinación de los peajes de transporte y distribución.

En el marco del proceso iniciado con la comunicación de la Comisión Europea de febrero de 2015 sobre la incorrecta aplicación de las Directivas 2009/72/EC y 2009/73/EC al ordenamiento español, el 29 de septiembre de 2016 la misma remitió al Gobierno un dictamen motivado, en el que instaba a cumplir plenamente las disposiciones del tercer paquete energético, dándole un plazo de dos meses para que modificará la normativa española, tras lo cual, la Comisión podría decidir remitir el asunto al Tribunal de Justicia de la UE.

En relación con las metodologías para el establecimiento de precios regulados, y según la información disponible³, el Dictamen motivado cuestiona en concreto la correcta transposición de la Directiva 2009/72/CE/ a nuestro ordenamiento jurídico en cuanto a las funciones de la ARN en esta materia.

En este ámbito se debe entender que la Autoridad Regulatoria Nacional debe determinar la retribución de las actividades reguladas que se financian con cargo a peajes, la estructura de tarifas y las condiciones de aplicación de las mismas y las reglas de asignación de la retribución a los precios regulados.

Por otra parte cabe señalar que, el pasado 30 de septiembre de 2016⁴ fue aprobado en Comitología el Reglamento⁵ (UE) .../... de la Comisión por el que se establece un código sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, esperándose su publicación en el primer trimestre de 2017. El citado Reglamento tiene por objeto fijar las normas de armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas e incluye, entre otros aspectos, normas sobre la metodología de determinación de peajes de transporte, sobre el proceso de elaboración de la metodología, sobre la supervisión de la metodología por parte de ACER, sobre la información que debe publicarse junto con peajes de transporte. En particular, de acuerdo con el citado Reglamento la ARN debe establecer los siguientes aspectos:

- Determinación del régimen retributivo, de la retribución reconocida y del periodo regulatorio (art.3)
- Determinación de los servicios asociados y no asociados al transporte (artículo 4)
- Elección de la metodología de referencia (artículos 3 y 4 y Capítulos VII y VIII). Entre otros aspectos la metodología de referencia incluye la definición de la estructura de tarifas, el procedimiento de asignación de la retribución reconocida, la determinación de tarifas de corto plazo y determinación de tarifas interrumpibles
- Definición de los pagos Inter-TSO cuando existen más de un TSO en la red de transporte y la metodología es única (art. 10).
- Procedimiento de reconciliación de la retribución reconocida a cada transportista y la retribución efectivamente percibida (Capítulo IV).
- Aprobación del reparto de la prima de la subasta de la capacidad en las interconexiones (artículo 21).

³ La nota de prensa de la CE sobre dicho asunto se encuentra disponible en: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-3125_es.htm.

⁴ Véase <http://ec.europa.eu/transparency/regcomitology/index.cfm?do=search.documentdetail&2/8ylMPJazM32hquYBd73ruGsDYJj9fl/k1jm+UQXaMXV3U4/r7rgJvJWdYwELHg>.

⁵ El Código de Red aprobado en Comitología se encuentra disponible en: <http://ec.europa.eu/transparency/regcomitology/index.cfm?do=search.documentdetail&2/8ylMPJazM32hquYBd73uZReW8oCf3mPKV0HLc8sLTVqHZGdlwy2rS97ztb5t8b>

- Decisión sobre la de una prima mínima obligatoria cuando en las subastas de capacidad incremental (artículo 33)
- Destino de las primas de las subastas (artículo 19)

Adicionalmente, el Reglamento impone a la ARN una serie de obligaciones relativas al procedimiento de establecimiento de la metodología de cálculo y la información que debe acompañar a la publicación de las tarifas, que incluyen múltiples aspectos relacionados con la estructura. Al respecto se indica que, conforme al marco legal vigente, es el Ministerio y no la Autoridad Regulatoria la que publica las tarifas de acceso a las infraestructuras.

En línea con todo lo anterior, cabe señalar que el nuevo paquete de medidas regulatorias lanzado por la Comisión Europea el pasado 30 de noviembre de 2016, aclara de forma específica la asignación a la ARN de la función de establecer las tarifas y sus metodologías. Asimismo, se contempla la propuesta por parte de ACER de elaboración de un código de armonización de tarifas de transporte de electricidad que, previsiblemente, establecerá obligaciones similares para las autoridades regulatorias nacionales en el sector eléctrico.

Teniendo en cuenta la inconsistencia entre las competencias dadas al regulador en la normativa europea y las recogidas en la normativa nacional, la existencia del Dictamen motivado de la Comisión Europea y que los Reglamentos son de aplicación directa se hace necesario que, de forma urgente, se proceda a aprobar las modificaciones legislativas necesarias para adecuar las competencias de las CNMC en línea con las que tienen el resto de reguladores europeos.

4.2. Sobre el mecanismo de financiación de la retribución específica de las instalaciones de producción renovable localizadas en territorio no peninsular

La Disposición adicional tercera de la propuesta parte de la premisa de que 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*, determina la inclusión del coste del régimen retributivo específico previsto para las instalaciones que producen a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos y que están ubicadas en territorios no peninsulares en el singular mecanismo de financiación previsto en la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, según la cual, los Presupuestos Generales del Estado financian el 50% del extracoste de producción en los territorios no peninsulares.

A partir de dicha afirmación, la Disposición adicional tercera establece, en su apartado 1, que la liquidación definitiva de 2015 deberá *regularizarse* en la

liquidación del extracoste de generación de los SNP a aprobar por la DGPEM, según lo previsto en artículo 72.3 del RD 738/2015.

En su apartado 2, la misma Disposición adicional tercera establece que, a partir de 2016, el órgano encargado de las liquidaciones del sector eléctrico incorporará como extracoste de la actividad de producción de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares, las partidas correspondientes de los costes de generación de las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico.

Cabe señalar que, la propuesta de RD informada por esta Sala no incluía la redacción vigente del procedimiento de liquidación, por lo que no tuvo la oportunidad de pronunciarse al respecto.

La mencionada premisa debe ser contrastada con las disposiciones de la Ley 24/2013 que regulan los costes respectivos del régimen retributivo específico de la generación a partir de fuentes renovables, y de la retribución del extracoste de producción en los sistemas no peninsulares, y con las disposiciones de la misma Ley que establecen las reglas de financiación de ambos costes, siendo de especial relevancia en tal análisis lo establecido en la Disposición Adicional Decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, y en el Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, *por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado*. Se hace necesario, asimismo, la consideración de las implicaciones derivadas de la normativa sobre financiación con cargo a PGE, que se proyectan en materia de presupuestación, y de ejecución y de control del gasto público.

El análisis de dichas disposiciones pone de manifiesto la posible contradicción de determinados preceptos contenidos en el RD 738/2015 con disposiciones de rango legal, y en concreto con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y con la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, según se expone a continuación.

4.2.1 Sobre las previsiones de la Ley 24/2013 en cuanto a la financiación de los costes del sistema eléctrico.

La ley 24/2013 en su artículo 13, apartado 3, define los respectivos costes del sistema eléctrico en los términos siguientes:

“b) Régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.”

“c) Retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional.”

A la vista de ambas definiciones es claro que se trata de conceptos bien diferenciados, cuyo respectivo contenido se describe en los apartados correspondientes del artículo 14 de la ley: Apartado 6 (extracoste de producción en los SENP) y apartado 7 (régimen retributivo específico para fomento de renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos).

Tal diferencia es particularmente visible en el apartado 6 del citado artículo 14 que, al establecer los principios que han de regir el régimen retributivo adicional establece como el primero de tales principios la siguiente limitación: **“a) se tendrán en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas eléctricos asociados a su ubicación territorial, y en su caso, a su carácter aislado.”**

Es decir, solo el extracoste de producción que trae causa de la ubicación territorial en territorio no peninsular, tiene cabida conceptualmente en la “retribución adicional” definida en el artículo 13. 3. c) de la ley, cuya finalidad es el equilibrio territorial, mediante la compensación de tal extracoste para las islas y otros territorios no peninsulares.

Por el contrario, los sobrecostes de producción derivados del hecho de generar energía a partir de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cualquiera que sea su ubicación territorial, tienen cabida únicamente en el concepto de “retribución específica” definida en el artículo 13.3. b) de la ley, que es aplicable por igual a este tipo de instalaciones en todo el territorio del Estado español, ya que responde a una finalidad de fomento de este tipo de tecnologías para hacer posible que compitan en nivel de igualdad con las tecnologías convencionales.

El artículo 14.6 de la LSE, al utilizar la expresión “*exclusivamente*” en la definición de los extracostes de los SENP, expresa claramente la voluntad del legislador de limitar únicamente al extracoste derivado del hecho territorial el coste definido en el artículo 13.3 c) de la Ley. Tal limitación, tiene especial relevancia, como se analizará más adelante, por la existencia de otra decisión legislativa, que se concreta en la Disposición Adicional Decimoquinta de la LSE, de establecimiento de un singular mecanismo de financiación para el extracoste de producción los SENP, que desplaza a cargo de los Presupuestos Generales del Estado el 50% de dicho coste.

Frente a tales decisiones del legislador, la pretensión de que el Real Decreto 738/2015 pueda incluir parte del coste de la retribución específica en el concepto de extracoste de producción de los SENP, mediante la técnica de “redefinir” dicho extracoste a través de normas de cálculo que incluyen conceptos no compatibles con la definición de dicho coste en los artículos 13.3 c) y 14.6 del texto legal, podría resultar incompatible con las reglas de ejecución y control de las partidas presupuestarias habilitadas el amparo de la Disposición Adicional Decimoquinta de la LSE.

A la diferencia conceptual y de contenido de ambos costes, se suma la diferencia relativa a los mecanismos de financiación establecidos para la cobertura de los mismos, y que determinan diferentes reglas de liquidación, ejecución y control de los ingresos destinados a financiarlos.

El artículo 13.2 de la ley 24/2013, que describe los diferentes ingresos del sistema eléctrico, contempla en su apartado d), como posibilidad, la existencia de partidas presupuestarias destinadas a la cobertura de ambos costes, mediante el tenor literal siguiente: ***“d) las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado destinadas a cubrir, entre otros, las cuantías que se determinen correspondientes a los costes del régimen retributivo específico para el fomento de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, y al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional”***

De dicha redacción importa destacar que, si bien la Ley hace posible las dotaciones con cargo a los PGE para cubrir los dos costes indicados, no permite confundir ambos, ni las cuantías de los mismos, las cuales habrán de determinarse con sujeción a las reglas que para cada uno de ellos contempla la Ley. De igual forma, ha de recordarse que la propia disciplina presupuestaria exige que las dotaciones presupuestarias y las cuantías correspondientes a las mismas resulten identificadas para permitir su adecuado control en la forma exigida por la LGP.

Coherentemente con ello, la posibilidad descrita en el mencionado apartado 13.2 d) de la LSE se ha materializado en diferente forma, y mediante distintas disposiciones de la propia LSE relativas a ambos costes:

- Por lo que se refiere a los costes del régimen retributivo específico (fomento de energía renovables) la Disposición adicional decimosexta de la Ley 24/2013, habilita la asignación a dicho coste de partidas presupuestarias por el importe equivalente a la suma de dos conceptos: a) la estimación de la recaudación anual derivada de los tributos incluidos en la ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, y b) el 90% del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.
- Por lo que se refiere al extracoste de producción en los SNP, la Disposición Adicional Decimoquinta de la Ley, establece la obligación de incluir en la ley de Presupuestos para cada año el crédito destinado a la financiación del 50% de dicho extracoste. Su tenor es el siguiente:

“Disposición adicional decimoquinta. Financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.

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. A estos efectos, la Ley de Presupuestos Generales del Estado correspondiente a cada año incorporará un crédito presupuestario destinado a cubrir la estimación provisional de los extracostes a financiar del ejercicio así como, en su caso, el saldo resultante de la liquidación definitiva de la compensación presupuestaria correspondiente a ejercicios anteriores.

Las compensaciones presupuestarias no tendrán la consideración de costes del sistema eléctrico. Reglamentariamente, con la participación de la Intervención General de la Administración del Estado, se determinará un mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación, tanto provisional como definitiva, de las mismas.

En todo caso el sistema de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de la liquidación actuará como mecanismo de financiación subsidiario, teniendo, sólo a estos efectos, la naturaleza de costes del sistema eléctrico”

El texto de esta disposición adicional decimoquinta de la LSE está referido única y exclusivamente a los extracostes de los TNT tal y como resultan definidos en los mencionados artículos 13.3 c) y 14.7 de la propia Ley, y así resulta confirmado por el Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, que es la disposición reglamentaria prevista en el párrafo segundo de la DA Decimoquinta de la LSE transcrita arriba.

Efectivamente, el **Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, aprobado a propuesta conjunta de los Ministros de Industria y de Hacienda, e informado favorablemente por la Intervención General del Estado, establece el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, y lo hace con sujeción expresa a los límites que, para el extracoste de producción de los SENP establece la LSE.**

Así resulta de la Exposición de motivos del Real Decreto, cuyo primer párrafo hace referencia a las *“... singularidades en el desempeño de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares teniendo en cuenta las especificidades derivadas de su ubicación*

territorial y de su carácter aislado”, y hace referencia asimismo, al “*concepto retributivo adicional*”, sin mención ni referencia alguna al régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables definido en el artículo 13.3,b) de la LSE.

Así resulta también del texto del artículo 2 del Real Decreto, el cual, a los efectos del cálculo del extracoste de producción de los SENP remite a la normativa vigente en cada momento por la que se regula la actividad de producción en los sistemas de estos territorios, pero efectúa esta remisión con la expresa indicación de que ello ha de ser “*de conformidad con lo estipulado en el artículo 14 de la Ley 24/2013*” y por tanto, con sujeción a la limitación que para el extracoste de los SENP se establece en el apartado 6 de dicho artículo 14 antes comentado.

Siendo esto así, vendrían a ser contrarios a los preceptos citados de la LSE y al propio Real Decreto 680/2014, los preceptos 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 que incluyen como integrantes del extracoste de la actividad de producción en los SENP, los costes de generación de las instalaciones con derecho a retribución específica.

4.2.2. Sobre las previsiones de la disposición adicional tercera con respecto a la reliquidación de los años 2015 y 2016.

En este mismo sentido esta Comisión cuestiona las reglas contenidas en la disposición adicional tercera de la propuesta, por las que, bajo el título “*Regularización de las liquidaciones en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares*” se propone la inclusión del coste del régimen retributivo específico en el extracoste de producción de los sistemas no peninsulares para 2015 y 2016. Las leyes de presupuestos para 2015 y 2016, al establecer la dotación presupuestaria correspondiente a dichos ejercicios, cumpliendo el mandato contenido en la Disposición Adicional Decimoquinta de la Ley 24/2013, y con sujeción a la finalidad de ésta, tuvieron en cuenta única y exclusivamente la previsión del extracoste de producción de los SNP sin incluir las previsiones relativas a los costes de generación de instalaciones con derecho a la retribución específica. Al respecto cabe señalar que la orden IET/2735/2015 no contempló una disposición similar a la presente para el ejercicio de peajes de 2016.

Adicionalmente, y a la vista de las reglas sobre control y ejecución de los Presupuestos Generales del Estado, y que, en lo relativo a la dotación del 50% del extracoste de los SNP se contienen en el citado RD 680/2014, la mencionada disposición adicional tercera de la propuesta de orden, podría

resultar contraria a dicho Real Decreto y a las disposiciones de la ley General Presupuestaria en que el mismo se basa, y a la que remite.

Efectivamente el artículo 42 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, establece el principio de especialidad de los créditos, en los siguientes términos: **“Los créditos para gastos se destinarán exclusivamente a la finalidad específica para la hayan sido autorizados por la Ley de Presupuestos o a la que resulte de las modificaciones aprobadas conforme a esta ley”**.

Las modificaciones de créditos reguladas en dicha LGP únicamente pueden ser acordadas mediante los procedimientos, y por las autoridades contempladas en dicha Ley, destacándose que, por lo que se refiere a las competencias de los Ministros diferentes al propio Ministro de Hacienda, el artículo 63 de la LGP exige como requisito para el ejercicio de sus limitadas competencia en esta materia, el *“previo informe favorable de la Intervención Delegada competente en el ministerio.”*

Si bien la disposición adicional tercera de la propuesta de orden que ahora se informa no constituye formalmente una modificación de los créditos que para los años 2015 y 2016 se establecieron en las respectivas leyes de presupuestos para financiar el 50% del extracoste de producción del os SENP, el objetivo de la misma no es otro que el de aplicar el posible excedente de tales créditos a una finalidad diferente, por lo que el previo informe de la Intervención Delegada sería necesario en todo caso para darse cumplimiento al principio establecido en el art 42 de la LGP.

El Real Decreto 680/2014, regula en su artículo 3, apartados 1 b) y 2 b) la posibilidad de desviaciones entre el extracoste incurrido en el ejercicio y la previsión utilizada como base de la compensación presupuestaria, y en su artículo 5.3 las reglas aplicables en tal supuesto:

“3. Los importes desembolsados por este concepto serán ingresados en una cuenta diferenciada del órgano encargado de las liquidaciones, que liquidará la compensación que corresponda a los sujetos que corresponda. En el caso de que las desviaciones definitivas de años anteriores cuantificadas resulten a favor del Estado serán liquidadas conjuntamente con la parte correspondiente al extracoste de la actividad de producción consignada en los Presupuestos Generales del Estado correspondiente al ejercicio presupuestario.”

No es posible llevar acabo las *“regularizaciones”* propuestas en la disposición adicional comentada, sin infringir lo dispuesto en dicho precepto.

Por las razones expuestas, se propone la supresión del texto de la propuesta de orden, de su disposición adicional tercera, sin perjuicio de las medidas a

adoptar para la adecuación del texto del RD 738/2015 a la ley 24/2013 y al RD 680/2014.

4.2.3. Sobre las implicaciones de la disposición adicional tercera con respecto a las liquidaciones de los costes de los sistemas eléctricos no peninsulares y su adecuación a la normativa presupuestaria

Adicionalmente, y con aplicación también a ejercicios posteriores a los de 2015 y 2016 (únicos a los que se refiere la Disposición adicional tercera de la propuesta sometida a informe) debe hacerse mención a las reglas de ejecución presupuestaria derivadas del carácter limitativo de los créditos presupuestarios establecido en su ley reguladora (Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General presupuestaria) conforme a las cuales no caben desembolsos anticipados de tales créditos, y que, según se argumentará, y tiene su reflejo en el RD 680/2014, que regula el concreto procedimiento de liquidación y control del crédito presupuestario previsto en la disposición adicional decimoquinta de la LSE.

Efectivamente, el artículo 21 de la Ley General Presupuestaria (LGP) establece en su apartado 1, respecto a las obligaciones de la Hacienda Pública estatal lo siguiente: *“Las obligaciones de la Hacienda Pública estatal solo son exigibles cuando resulten de la ejecución de los presupuestos, de conformidad con lo dispuesto en esta Ley, de sentencia judicial firme, o de operaciones no presupuestarias legalmente autorizadas”*. Y en su apartado 2: *“Si dichas obligaciones tienen por causa prestaciones o servicios, el pago no podrá efectuarse si el acreedor no ha cumplido o garantizado su correlativa obligación”*

Esta regla, conforme a la cual, las obligaciones del Estado que han de satisfacerse con cargo a créditos presupuestarios no son exigibles más que a partir del cumplimiento de la obligación por parte del acreedor, son aplicables también a la dotación presupuestaria para cobertura del 50% del extracoste de producción de los SENP, y tienen su reflejo en el RD 680/2014.

Efectivamente, el **artículo 4 del RD 680/2014**, al establecer las reglas de ejecución de la cuantía consignada en los PGE con esta finalidad, establece en sus apartados b) y c) lo siguiente:

“ b) La Secretaría de Estado de Energía, con la información recibida a la que se refiere el párrafo anterior, iniciará el correspondiente expediente de gasto con cargo a los créditos establecidos al efecto en el Presupuesto del Estado. El importe desembolsado será ingresado en una cuenta diferenciada del órgano encargado de las liquidaciones, que abonará la compensación que corresponda a los sujetos, remitiéndoles la información de los cálculos realizados junto con la documentación que los soporte.”

c) En relación con estas actuaciones será de aplicación el régimen de control previsto en la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria.”

Atendiendo a dicha disposición, y en cumplimiento estricto de la misma, la CNMC, organismo transitoriamente encargado de las liquidaciones, ha venido ingresando en una cuenta diferenciada los importes desembolsados con cargo a la mencionada dotación presupuestaria, y ha abonado con cargo a la misma, en cada liquidación provisional a cuenta, únicamente el 50% del importe del coste de la compensación que ha resultado acreditado en cada momento, respetando como límite máximo en todo caso el 50% del coste previsto de dicha compensación.

Es decir, se ha considerado que, con independencia de la cuantía del extracoste previsto de los SNP (cuyo 50% es un límite absoluto), no es posible transferir a los titulares del derecho a la compensación importe alguno con cargo a las aportaciones provenientes de los PGE que resulte ser superior al 50% del extracoste real que en cada momento haya resultado acreditado, ya que, si se hubiera hecho, ello hubiera significado efectuar anticipos con cargo a créditos presupuestarios (contraviniendo lo dispuesto en el artículo 21 de la LGP) y hubiera comportado también contravenir lo dispuesto en el artículo 4 b) del Real Decreto 680/2014, el cual exige al organismo encargado de las liquidaciones que abone con cargo a la cuenta diferenciada la compensación que “corresponda” a los sujetos, y no la que resulte prevista.

En otros términos: la CNMC ha considerado en todo momento, a los efectos de aplicación de los importes procedentes de los PGE, las reglas que les son propias, con independencia de las reglas que rigen la liquidación de los ingresos del sistema eléctrico, diferentes a la disciplina de la ejecución presupuestaria.

El RD 738/2015 ha introducido en su artículo 72, apartado 4 b) una fórmula para las liquidaciones mensuales a cuenta de la liquidación del extracoste de los SENP, según la cual, el importe a abonar con cargo al sistema eléctrico será la diferencia entre el extracoste real de los SENP y la cuantía prevista como 50% del extracoste de los SENP.

Dicha fórmula no modifica las reglas de ejecución presupuestaria a las que anteriormente se ha hecho referencia, las cuales han de seguir siendo aplicadas por la CNMC, en cumplimiento, como se ha dicho, de la LGP y del RD 680/2014.

Ahora bien, la aplicación de dicho artículo 72.4 b) conlleva que, con independencia de cuáles sean las cantidades abonadas con cargo a los PGE (que serán como máximo, tal y como se ha razonado, el 50% de las previstas), las cantidades abonadas con cargo al sistema eléctrico se calcularán y

liquidarán teniendo en cuenta dichas cantidades máximas (es decir, el 50% de las previstas), tanto si se han alcanzado en el despacho efectivamente realizado como si no. Por lo tanto, el importe global finalmente pagado con cargo a ambas fuentes de financiación, PGE y sistema, estará siempre por debajo del coste real incurrido, salvo en el improbable caso de que el despacho coincidiera exactamente con la previsión realizada con al menos seis meses de anterioridad⁶.

En el supuesto de que no sean tenidos en cuenta los razonamientos jurídicos anteriormente expuestos y se insistiera, por tanto, en incluir la retribución específica de las instalaciones ubicadas en los SENP como parte del extracoste de la actividad de producción en dichos territorios —y, por ende, en el singular mecanismo de financiación previsto en la Disposición adicional decimoquinta—, se advierten, a continuación, algunas de las dificultades operativas que ello acarrearía. Todo ello sin perjuicio de las medidas a adoptar para la adecuación a este nuevo régimen del Real Decreto 413/2014, el Real Decreto 680/2014 y la disposición adicional sexta del Reglamento de facturación.

4.2.4. Otras implicaciones prácticas de la aplicación de la disposición adicional tercera

Doble coeficiente de cobertura.

En la actualidad, la energía generada por las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con derecho a la percepción del régimen retributivo específico —con independencia de su ubicación dentro o no del territorio peninsular— se liquida aplicando la metodología de retribución establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio⁷; todo ello de acuerdo con el procedimiento general de las liquidaciones previsto en la LSE y en su normativa de desarrollo, según lo dispuesto en el artículo 29.1 del referido real decreto.

En lo que se refiere al procedimiento general de liquidaciones, el artículo 19 de la citada LSE dispone que si se producen desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema eléctrico, estos desajustes serán financiados por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen, incluidos los perceptores de régimen retributivo específico. Esto es, cuando los ingresos (regulados y fiscales⁸) no

⁶ Debe tenerse presente además que, entre otros costes, el impuesto del 7% a la producción de electricidad no es reconocido sino de forma definitiva, transcurrido al menos un año desde el último mes de producción del ejercicio en cuestión.

⁷ 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.

⁸ Ingresos provenientes de los impuestos, tributos y cánones establecidos por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

sean suficientes para pagar todos los costes del sistema, se aplicará un coeficiente de cobertura⁹ al importe total de las liquidaciones acumuladas positivas, de forma que todos los sujetos de liquidación contribuyen de igual forma a la financiación de la diferencia entre costes e ingresos. Debido a la forma en que se produce la periodificación de cobros y pagos del sistema, el desajuste entre ingresos y gastos es mayor¹⁰ durante las primeras liquidaciones del año y va disminuyendo según avanza el mismo¹¹.

Ahora bien, de liquidarse los costes de generación de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen retributivo específico ubicadas en los SENP como extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de dichos SENP, tal y como plantea la Propuesta, ello implicaría que la retribución específica de dichas instalaciones estaría sujeta a dos fuentes de financiación: 50 por ciento a cargo de los PGE y 50 por ciento a cargo del sistema.

En lo que se refiere a la compensación presupuestaria extrapeninsular, cabe señalar que —en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 4 del RD 680/2014, de 1 de agosto, el Tesoro realiza ingresos en la correspondiente cuenta con destino específico— '*compensaciones no peninsulares*'— de la CNMC¹² para la liquidación, hasta ahora y siempre a juicio de esta Sala, de la retribución adicional correspondiente a las instalaciones 'Categoría A', de acuerdo con el importe desagregado mensualmente de la previsión del extracoste de generación en los SENP consignado en los PGE correspondientes al período comprendido entre el 1 de enero del ejercicio y el último día del año, si bien estos ingresos no se producen con una periodicidad fija a lo largo del año.

A título ilustrativo, se indica que, en el ejercicio 2015, el Tesoro realizó un total de diez aportaciones presupuestarias en la cuenta '*compensaciones no peninsulares*' en el período comprendido entre el 30 de marzo de 2015 y el 19 de enero de 2016, correspondiéndose la primera aportación con la previsión para enero, febrero y marzo, de ahí que *diez* ingresos se correspondan con

⁹ Relación entre costes e ingresos del sistema regulado; es actualizado cada mes por la CNMC.

¹⁰ Se recuerda que las empresas facturan los peajes de acceso con un decalaje respecto al momento en que se produce el consumo, y que en los primeros meses del año no se producen ingresos por la citada Ley 15/2012, de 27 de diciembre.

¹¹ El desajuste por déficit en los ingresos no podrá superar el 2% de los ingresos estimados del sistema de un ejercicio; es decir, en la liquidación de cierre el coeficiente de cobertura debe ser al menos del 98%. Adicionalmente, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para el ejercicio en cuestión.

¹² De acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, en relación con la disposición adicional octava.1.d) de la citada Ley 3/2013, el órgano encargado de realizar las liquidaciones previstas en el RD 680/2014 será esta Comisión hasta el momento en que el MINETAD asuma dichas funciones.

doce meses¹³. Se tiene por lo tanto como un escenario plausible que, transcurridos los tres primeros meses de producción de un año, el coeficiente de cobertura 'del sistema' ronde el 66%, en tanto que este, por así decir, segundo coeficiente de cobertura 'de PGE' se mantenga aún en el 0%.

La integración del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción a partir de renovables, cogeneración y residuos — aproximadamente coincidentes con la denominada 'categoría B' del RD 738/2015— como parte del extracoste de la actividad de producción en los SENP, haría extensiva a en torno a un millar de plantas (pertenecientes a cientos de sujetos de liquidación) la aplicación de este 'segundo' coeficiente de cobertura, que hasta ahora ha afectado solo a tres sujetos de liquidación (los titulares de plantas de la 'categoría A'). Esto introduciría considerables tensiones en los flujos de caja de un elevado número agentes de pequeño tamaño, especialmente durante los primeros meses del año, además de una complejidad añadida en la gestión de su facturación, lo cual constituiría un desincentivo para el desarrollo de la generación renovable en los SENP, que como es sabido representa allí en muchos casos un significativo ahorro de costes respecto al de la producción basada en combustibles fósiles.

Impuesto sobre el Valor Añadido (o impuesto equivalente)

En lo que se refiere a las liquidaciones del régimen retributivo específico de la generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, el artículo 29 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio establece, en su apartado 2, que *«El organismo encargado de la liquidación expedirá mensualmente las correspondientes facturas en nombre y por cuenta de terceros, conforme a la normativa vigente. El importe de dichas facturas se corresponderá con las cantidades efectivamente abonadas a cuenta, una vez tenidas en cuenta la financiación de desviaciones transitorias y ajustes. Asimismo, complementando a las facturas, se remitirá mensualmente documentación con la información acumulada de las cantidades abonadas a cuenta y la previsión de las pendientes en el ejercicio en curso. Finalmente, se emitirá la correspondiente factura recapitulativa de los pagos a cuenta efectivamente abonados en cada ejercicio.»*

A este respecto, cabe indicar que la habilitación para que el correspondiente organismo encargado de la liquidación [en su día, extinta CNE] pudiera expedir facturas en nombre y por cuenta de terceros fue introducida por la Disposición adicional sexta del Real Decreto 1496/2003, de 28 de noviembre¹⁴, según la

¹³ Por otro lado, en 2014 el primer ingreso del Tesoro se produjo a finales de noviembre.

¹⁴ Real Decreto 1496/2003, de 28 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan las obligaciones de facturación, y se modifica el Reglamento del Impuesto sobre el Valor Añadido.

redacción dada por el artículo segundo del Real Decreto 1/2012, de 8 de enero¹⁵.

Por otra parte, el artículo 1 de Ley 37/1992, de 28 de diciembre, dispone que están gravadas por el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), entre otras, las entregas de bienes efectuadas por empresarios y profesionales. A este respecto, el artículo 8.1 de la citada Ley dispone que se considerará entrega de bienes la transmisión del poder de disposición sobre bienes corporales, especificando que tendrán la condición de bienes corporales el gas, el calor, el frío, la energía eléctrica y demás modalidades de energía. Por tanto, las entregas de energía eléctrica están sujetas al IVA.

Por tanto, de acuerdo con la normativa anteriormente expuesta, la CNMC tiene la obligación de expedir, en el ejercicio de su función de liquidación, mensualmente facturas, en nombre y por cuenta de terceros (autofacturas) por la retribución específica de la energía vertida a la red por las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Y en dichas facturas debe estar incluido el tipo impositivo del IVA o impuesto equivalente aplicado a esta operación.

Por otro lado, y en lo que se refiere a las liquidaciones de las aportaciones presupuestarias en concepto de retribución adicional en los SENP —esto es, las que corren a cargo de los PGE—, cabe señalar que la normativa de aplicación no contempla la emisión de facturas para estas aportaciones, dado que se tratan de pagos provenientes de la Administración General del Estado y, por ende, tampoco estarían sujetas a IVA o impuesto equivalente.

En consecuencia, si finalmente se considerase incluir los costes del régimen retributivo específico de la generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos en el concepto de extracostes de producción de los SENP —tal y como propone la Propuesta— y, por consiguiente, el 50 por ciento de dicho extracoste fuese financiado con cargo a los PGE, se advierte que no resultaría de aplicación la obligación de facturación de la CNMC establecida en el artículo 29 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, a esta parte del coste, y por tanto, la sujeción a IVA, o impuesto equivalente.

Adicionalmente, se indica que esta CNMC ya ha realizado la facturación de la retribución específica de todo el ejercicio 2015 y de gran parte del 2016 (hasta la liquidación 10/2016). Este hecho implica que para adaptarse a la propuesta de financiación que se recoge en esta disposición es necesario realizar un proceso de re-facturación de todas las cantidades correspondientes a las instalaciones y ejercicios afectados. Este proceso de re-facturación implicaría necesariamente la anulación de las facturas inicialmente emitidas y emisión de

¹⁵ Real Decreto 1/2010, de 8 de enero, de modificación de determinadas obligaciones tributarias formales y procedimientos de aplicación de los tributos y de modificación de otras normas con contenido tributario.

nuevas facturas correspondientes al 50% de la parte liquidada con cargo al sector eléctrico, con las implicaciones que ello tendría para los agentes implicados.¹⁶

5. Consideraciones generales

5.1. 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 2016 y 2017**, 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 2016 en la propuesta de Orden es inferior (-139 GWh) a la demanda prevista por la CNMC y a la demanda prevista por las empresas (-123 GWh), mientras que para 2017 estima una demanda similar a la prevista por la CNMC e inferior a la prevista por las empresas.

Cuadro 1. Previsiones para el cierre de 2016 y 2017 de la demanda en b.c. y en consumo según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el Operador del Sistema, las empresas eléctricas y CNMC

	2015	Previsión de cierre 2016	% variación 2016 sobre 2015	Previsión 2017	% variación 2017 sobre 2016
<i>Demanda b.c.</i>	262.931				
Propuesta de Orden		263.372	0,2%	265.214	0,7%
Operador del Sistema		259.729	-1,2%	261.478	0,7%
Empresas distribuidoras		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Previsión CNMC		263.536	0,2%	265.255	0,7%
<i>Demanda en consumidor final</i>	236.141				
Propuesta de Orden		236.547	0,2%	238.288	0,7%
Operador del Sistema		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Empresas distribuidoras		236.670	0,2%	238.841	0,9%
Previsión CNMC		236.686	0,2%	238.231	0,7%
<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

¹⁶ En concreto implicaría modificaciones de declaraciones de impuestos y regularización de importes correspondientes, así como reclamaciones de cantidades pagadas en exceso de las actividades reguladas y pagos en paralelo de la parte correspondiente a los PGE.

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no proporciona información sobre las variables de facturación previstas para el cierre del ejercicio 2016, por lo que no es posible su valoración.

Respecto a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2017, en el Cuadro 2 se comparan las de la propuesta de Orden y las de la CNMC. Se observa que, con carácter general, la potencia facturada¹⁷ implícita en el escenario de la propuesta de Orden es superior a la que resulta de la previsión de la CNMC, mientras que el consumo previsto para 2017, con carácter general, es inferior al previsto por la CNMC.

Cuadro 2. Previsiones para 2017 sobre el número de clientes, la potencia facturada y el consumo de la propuesta de Orden según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, y de la CNMC

Peaje	Previsión MINETAD 2017 (A)			Previsión CNMC 2017 (B)			% variación (A) sobre (B)		
	Nº de clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº de clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº de clientes	Potencia facturada	Consumo
Baja Tensión	28.950.284	144.217	110.999	28.956.364	143.356	110.639	0,0%	0,6%	0,3%
Pc (1) ≤ 10 kW	27.392.979	112.608	67.033	27.395.918	112.432	66.871	0,0%	0,2%	0,2%
2.0 A	24.964.651	100.540	57.003	25.020.281	101.024	56.525	-0,2%	-0,5%	0,8%
2.0 DHA	2.423.965	12.044	9.994	2.371.306	11.387	10.307	2,2%	5,8%	-3,0%
2.0 DHS	4.363	24	36	4.332	21	40	0,7%	11,9%	-9,5%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	819.399	10.133	8.609	821.146	10.249	8.473	-0,2%	-1,1%	1,6%
2.1 A	655.702	8.121	5.706	657.241	8.214	5.595	-0,2%	-1,1%	2,0%
2.1 DHA	163.040	2.005	2.894	163.248	2.027	2.868	-0,1%	-1,1%	0,9%
2.1 DHS	657	8	9	657	7	10	-0,1%	4,1%	-9,0%
Pc > 15 kW (3.0 A)	737.906	21.476	35.357	739.299	20.675	35.295	-0,2%	3,9%	0,2%
Media tensión	108.011	19.783	74.559	108.149	19.769	74.985	-0,1%	0,1%	-0,6%
3.1 A	87.494	6.208	15.582	87.598	6.191	15.657	-0,1%	0,3%	-0,5%
6.1 A	19.348	12.343	53.712	19.380	12.348	54.035	-0,2%	0,0%	-0,6%
6.1 B	1.169	1.233	5.265	1.171	1.230	5.293	-0,2%	0,2%	-0,5%
Alta tensión	2.678	9.273	52.730	2.676	9.203	52.607	0,1%	0,8%	0,2%
6.2	1.619	3.171	18.003	1.617	3.190	17.974	0,1%	-0,6%	0,2%
6.3	428	1.874	10.639	428	1.849	10.662	-0,1%	1,3%	-0,2%
6.4 (2)	631	4.228	24.089	631	4.163	23.971	0,0%	1,6%	0,5%
Total	29.060.973	173.273	238.288	29.067.189	172.328	238.231	0,0%	0,5%	0,0%

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

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Trasvase Tajo-Segura

En el Cuadro 3 se compara el consumo y las potencias contratadas por periodo horario previstas para 2017 en la propuesta de Orden, de acuerdo con la Memoria que acompaña, con los previstos por la CNMC. 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 las empresas para el ejercicio 2017. Al respecto, cabe señalar que el escenario de previsión de la CNMC tiene en cuenta las previsiones recibidas de las empresas, una vez éstas han sido contrastadas con la información disponible.

Respecto de la previsión de potencias contratadas por periodo horario, cabe señalar que las previstas en la propuesta de Orden son superiores a las previstas por la CNMC en todos los periodos horarios, con la excepción de la

¹⁷ La potencia facturada se calcula como el cociente entre la facturación del término de potencia y las suma de las potencias contratadas por periodo horario.

potencia contratada por los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada entre 10 kW y 15 kW, el periodo 2 del peaje 3.1 A, el peaje 6.2 y el periodo 6 de los peajes de media tensión (6.1 A y 6.1 B).

Respecto de la previsión de consumo por periodo horario se observa que, con carácter general, el consumo por periodo horario de la propuesta de orden supera al previsto por la CNMC en todos los peajes, con la excepción de los consumidores conectados en media tensión (peajes 3.1 A, 6.1 A y 6.1 B) y de los consumidores acogidos al peaje 6.3.

Cuadro 3. Previsión de demanda en consumo para 2016 desagregada por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

A) Previsión propuesta de Orden

Grupo tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumido por periodo horario (MW)						Total	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Baja tensión	143.778	21.589	22.403				74.480	28.003	8.515					110.999
Pc (1) < 10 kW	112.608	-	-				60.559	6.456	17					67.033
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.133	-	-				6.723	1.882	4					8.609
Pc > 15 kW	21.038	21.589	22.403				7.198	19.665	8.494					35.357
Media tensión	18.842	19.658	20.987	13.481	13.613	18.792	8.614	13.146	9.760	6.007	7.923	29.109		74.559
3.1 A	5.870	6.436	7.603	-	-	-	3.221	6.305	6.056					15.582
6.1 A	11.804	11.999	12.156	12.249	12.369	17.161	4.923	6.205	3.364	5.448	7.145	26.626		53.712
6.1 B	1.169	1.223	1.227	1.232	1.243	1.631	470	635	340	559	777	2.483		5.265
Alta tensión	8.355	9.001	9.310	9.549	9.614	11.725	3.509	5.085	2.684	4.604	6.127	30.722		52.730
6.2	3.012	3.125	3.169	3.189	3.204	4.156	1.346	1.863	972	1.619	2.178	10.026		18.003
6.3	1.657	1.904	1.925	2.005	2.028	2.338	674	1.002	521	909	1.191	6.341		10.639
6.4 (2)	3.685	3.971	4.215	4.356	4.382	5.231	1.489	2.221	1.190	2.077	2.758	14.354		24.089
Total	170.975	50.248	52.700	23.031	23.227	30.517	86.603	46.234	20.959	10.611	14.050	59.831		238.288

A) Previsión de la CNMC

Grupo tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumido por periodo horario (MW)						Total	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Baja tensión	142.836	21.222	21.153				73.984	28.157	8.499					110.639
Pc (1) < 10 kW	112.432	-	-				60.195	6.660	16					66.871
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.249	-	-				6.603	1.867	3					8.473
Pc > 15 kW	20.155	21.222	21.153				7.186	19.630	8.479					35.295
Media tensión	18.801	19.727	20.668	13.475	13.607	18.953	8.665	13.231	9.809	6.043	7.973	29.265		74.985
3.1 A	5.839	6.510	7.290				3.236	6.337	6.084	-	-	-		15.657
6.1 A	11.798	11.994	12.151	12.244	12.364	17.322	4.956	6.255	3.383	5.480	7.192	26.769		54.035
6.1 B	1.163	1.223	1.227	1.232	1.243	1.631	473	638	341	562	782	2.496		5.293
Alta tensión	8.301	8.932	9.233	9.468	9.532	11.621	3.501	5.073	2.678	4.593	6.113	30.648		52.607
6.2	3.034	3.143	3.187	3.207	3.222	4.170	1.343	1.860	970	1.616	2.175	10.010		17.974
6.3	1.647	1.873	1.893	1.972	1.995	2.300	676	1.004	523	911	1.195	6.352		10.662
6.4 (2)	3.620	3.916	4.152	4.289	4.315	5.151	1.481	2.210	1.184	2.066	2.744	14.286		23.971
Total	169.938	49.880	51.055	22.944	23.139	30.574	86.149	46.461	20.985	10.636	14.087	59.913		238.231

% variación propuesta OM sobre CNMC

Grupo tarifario	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido por periodo horario						Total	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Baja tensión	0,7%	1,7%	5,9%				0,7%	-0,5%	0,2%					0,3%
Pc (1) < 10 kW	0,2%	-	-				0,6%	-3,1%	9,2%					0,2%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-1,1%	-	-				1,8%	0,8%	9,3%					1,6%
Pc > 15 kW	4,4%	1,7%	5,9%				0,2%	0,2%	0,2%					0,2%
Media tensión	0,2%	-0,3%	1,5%	0,0%	0,0%	-0,8%	-0,6%	-0,6%	-0,5%	-0,6%	-0,6%	-0,5%		-0,6%
3.1 A	0,5%	-1,1%	4,3%				-0,5%	-0,5%	-0,5%					-0,5%
6.1 A	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,9%	-0,7%	-0,8%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,5%		-0,6%
6.1 B	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,6%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%		-0,5%
Alta tensión	0,6%	0,8%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%		0,2%
6.2	-0,7%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%		0,2%
6.3	0,6%	1,7%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,2%		-0,2%
6.4 (2)	1,8%	1,4%	1,5%	1,6%	1,6%	1,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%		0,5%
Total	0,6%	0,7%	3,2%	0,4%	0,4%	-0,2%	0,5%	-0,5%	-0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,1%		0,0%

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

- (1) Pc: Potencia contratada
- (2) Incluye Traspase Tajo-Segura

5.2. Consideraciones sobre los ingresos

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden los **ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2016** ascienden a 17.443,8 M€, cifra 455,9 M€ inferior a la prevista para el ejercicio en la Orden IET/2735/2015. Esta diferencia está motivada, fundamentalmente, por los menores ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012.

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

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión anual 2016 Orden IET/2735/2015 [1]	Previsión MINETAD cierre 2016 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	14.015.179	13.981.768	- 33.411	-0,2%
Ingresos por peajes de consumidores	13.464.208	13.375.228	- 88.980	-0,7%
Fact. Reactiva y exceso de potencia	261.997	284.722	22.725	8,7%
Ingresos por peajes a generadores	132.346	128.664	- 3.682	-2,8%
Ingresos por fraude		35.000	35.000	
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	20.628	11.854	- 8.774	-42,5%
Ingresos de conexiones internacionales	136.000	146.300	10.300	7,6%
Ingresos pagos por capacidad (B)	730.055	722.197	- 7.858	-1,1%
Ingresos externos a peajes (C)	3.154.510	2.739.845	- 414.665	-13,1%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510	2.421.845	- 282.665	-10,5%
Ingresos subastas CO2	450.000	318.000	- 132.000	-29,3%
Total ingresos regulados (A) + (B) + (C)	17.899.744	17.443.810	- 455.934	-2,5%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Respecto de los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2016 se realizan las siguientes consideraciones:

- No es posible valorar los ingresos por peajes de acceso a consumidores y generadores, ya que en la Memoria que acompaña a la Orden no se aporta la información necesaria.
- Los ingresos procedentes de la facturación por energía reactiva y exceso de potencia se corresponden con los previstos por la CNMC, mientras que los ingresos procedentes por peajes de acceso a consumidores resulta de facturar las variables de facturación previstas por las empresas. Se advierte de la inconsistencia entre ambas previsiones.
- Los ingresos por fraude se estiman en 35 M€. Según la información disponible a la fecha de elaboración de este informe los ingresos por fraude registrados en 2014, 2015 y 2016 (hasta la Liquidación 10/2016) ascendieron a 21,2 M€, 18,4 M€ y 6,7 M€, respectivamente, por lo que los ingresos previstos por este concepto para el cierre del ejercicio 2016 podrían estar sobrevalorados.

Los ingresos procedentes de los pagos por capacidad son 18,2 M€ inferiores a los previstos por la CNMC. Esta diferencia podría estar motivada por los coeficientes de pérdidas empleados a efectos de elevar la demanda en consumo a demanda en b.c. Se indica que en la estimación de

la CNMC se han empleado los coeficientes de pérdidas publicadas por el Operador del Sistema.

- Los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 son 414,7 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/2735/2015 y 85,6 M€ inferiores a los previstos por la CNMC, sin que en la Memoria se aporte información que permita valorar dicha reducción.

Los ingresos previstos para 2017 por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascienden a 13.384,5 M€, de acuerdo con la Memoria. Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva y excesos de potencia (290 M€), los peajes a generadores (130 M€), la liquidación del recargo del 20% sobre el PVPC de los clientes en régimen transitorio (11,8 M€) ni los ingresos por exportaciones y rentas de congestión (129,3 M€). Los ingresos de acceso totales previstos para el ejercicio 2017, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.981 M€ (véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Previsión de ingresos de acceso para 2017 según la propuesta de Orden

Peaje	Nº de clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación (miles €)
Baja Tensión	29.056.340	145.184	110.999	10.078.267
Pc (1) ≤ 10 kW	27.449.272	113.118	67.033	7.028.517
2.0 A	25.826.209	104.758	57.003	6.334.559
2.0 DHA	1.617.988	8.338	9.994	692.366
2.0 DHS	5.075	23	36	1.592
10 kW < Pc ≤ 15 kW	873.451	10.756	8.609	878.351
2.1 A	693.904	8.642	5.706	688.211
2.1 DHA	178.644	2.100	2.894	189.487
2.1 DHS	903	14	9	653
Pc > 15 kW (3.0 A)	733.617	21.310	35.357	2.171.400
Media tensión	107.994	20.159	74.559	2.694.992
3.1 A	88.855	6.523	15.582	819.670
6.1 A	18.012	12.411	53.712	1.737.072
6.1 B	1.127	1.225	5.265	138.250
Alta tensión	2.639	9.169	52.730	611.287
6.2	1.619	3.204	18.003	264.913
6.3	426	1.777	10.639	135.211
6.4 (1)	594	4.189	24.089	211.163
Total	29.166.972	174.512	238.288	13.384.546

Otros ingresos de acceso	596.498
Fact. Reactiva y exceso de potencia	290.343
Ingresos por peajes a generadores	130.000
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	11.854
Ingresos cargos de autoconsumo	
Ingresos por fraude	35.000
Ingresos de conexiones internacionales	129.300
Total ingresos de acceso	13.981.044

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden
(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Adicionalmente, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos derivados de los pagos por capacidad ascienden a 725,1 M€.

Finalmente, 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€), importes que coincide con los incluidos en la Ley 48/2015, de 29 de octubre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2016.

Los ingresos regulados previstos para 2017, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, ascenderán a 17.860,6 M€, cifra que supera en 409,0 M€ a los previstos para el cierre del ejercicio 2016 (Cuadro 6).

Cuadro 6. Previsión de ingresos regulados para el cierre de 2016 y 2017 según la propuesta de Orden

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión MINETAD cierre 2016 [1]	Previsión MINETAD 2017 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	13.981.768	13.981.043	- 725	0,0%
Ingresos por peajes de consumidores	13.375.228	13.384.546	9.318	0,1%
Fact. Reactiva y exceso de potencia	284.722	290.343	5.621	2,0%
Ingresos por peajes a generadores	128.664	130.000	1.336	1,0%
Ingresos por fraude	35.000	35.000	-	0,0%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	11.854	11.854	-	0,0%
Ingresos de conexiones internacionales	146.300	129.300	- 17.000	-11,6%
Ingresos pagos por capacidad (B)	722.197	725.062	2.865	0,4%
Ingresos externos a peajes (C)	2.739.845	3.154.510	414.665	15,1%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.421.845	2.704.510	282.665	11,7%
Ingresos subastas CO ₂	318.000	450.000	132.000	41,5%
Total ingresos regulados (A) + (B) + (C)	17.443.810	17.860.615	416.805	2,4%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Respecto de la previsión de ingresos para el ejercicio 2017, cabe señalar el aumento del 2,4% respecto de los previstos para el cierre del ejercicio 2016, consecuencia del aumento en 414,7 M€ de los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012.

Adicionalmente, cabe realizar las mismas observaciones que las planteadas para el cierre del ejercicio 2016.

5.3. Consideraciones sobre los costes

Sin perjuicio de las consideraciones del epígrafe 4.1 del presente informe, en este apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2016 por

ser una partida que pudiera tener un impacto en la actualización de los peajes de acceso para 2017.

En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2017. 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 2016

En el Cuadro 7 se comparan los costes de acceso previstos para el 2016 en la Orden IET/2735/2015 y los considerados en la propuesta de Orden para el cierre del ejercicio. Se observa que los costes regulados previstos para el cierre del ejercicio 2016 resultan un 3,0% inferiores (-542,0 M€) a los previstos en la Orden IET/2735/2015 debido, fundamentalmente, a que la retribución específica de las instalaciones de generación renovable ha resultado inferior en 322,7 M€ a la inicialmente prevista y a que no se han materializado partidas de coste por valor de 250 M€ (el epígrafe de Otros pagos por capacidad y el Fondo de contingencias, estimados en 100 M€ y 150 M€, respectivamente).

Cuadro 7. Comparación de los costes de acceso previstos por el MINETUR para 2016 en la Orden ITC/2735/2015 y en la propuesta de Orden.

Costes del sistema (Miles €)	Orden IET/2735/2015 [1]	Propuesta OM Previsión cierre 2016 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.764.429	1.710.000	- 54.429	-3,1%
Coste Distribución	5.080.499	5.123.662	43.163	0,8%
Retribución RECORE	6.726.000	6.403.300	- 322.700	-4,8%
Retribución adicional TNP	740.632	718.396	- 22.236	-3,0%
Servicio de interrumpibilidad	8.300	8.300	-	0,0%
Cuotas	21.106	20.627	- 479	-2,3%
Tasa CNMC	20.966	20.490	- 476	-2,3%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	140	137	- 3	-2,1%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.871.904	2.852.622	- 19.282	-0,7%
Costes de acceso (A)	17.212.870	16.836.907	- 375.963	-2,2%
Coste Pagos por Capacidad (B)	512.000	417.000	- 95.000	-18,6%
Incentivo a la inversión	242.000	250.000	8.000	3,3%
Incentivo a la disponibilidad	170.000	167.000	- 3.000	-1,8%
Otros	100.000	-	- 100.000	-100,0%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	150.000	79.028	- 150.000	-47,3%
Liquidación definitiva TNP 2014		79.028	79.028	
Fondo de contingencias	150.000	-	- 150.000	
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	17.874.870	17.332.935	- 541.935	-3,0%

Fuentes: Orden IET/2735/2015, propuesta de Orden y memoria que le acompaña.

Los costes regulados previstos para el cierre de 2016 en la propuesta de Orden superan en 72,5 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 31,2 M€ a la prevista por la CNMC para el sistema peninsular sin que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifique dicha previsión.

- *Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares (SENP)*

La retribución adicional de los SNP prevista para el cierre de 2016 en propuesta de Orden asciende a 718,4 M€, cifra inferior en 69,5 M€ al importe previsto en la Orden IET/2735/2015. Al contrario de la previsión de la Orden IET/2735/2015, esta previsión incluye los costes de generación de las instalaciones con régimen retributivo específico.

Según la última información disponible en la CNMC, la retribución adicional de los SENP correspondiente al ejercicio 2016 alcanzará 1.298 M€, de cuyo importe el 50% (648,9 M€) será financiada con cargo a los peajes de acceso, según establece la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013.

Por otra parte, según las estimaciones de la CNMC la retribución específica de las instalaciones de generación de los sistemas no peninsulares ascenderá a 130,1 M€.

El importe de ambas partidas (714,0 M€¹⁸) resulta 4,4 M€ inferior al importe previsto para el cierre del ejercicio 2016 (718,4 M€) según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

- *Reconocimiento de costes definitivos de los SENP correspondiente a 2014*

En los costes previstos para el cierre del ejercicio 2016 se incluye el impacto de la “regularización” (que se asume equivalente al reconocimiento de costes definitivos de los Sistemas No Peninsulares) correspondiente al ejercicio 2014 (79,0 M€), aspecto no incluido en la previsión de cierre de la CNMC debido a que en el momento de elaboración del Informe de previsiones estaba prevista su inclusión en la Liquidación definitiva del ejercicio 2015.

¹⁸ Esto es, la retribución adicional (648,9 M€) más el 50% de la retribución específica (65,1 M€)

Adicionalmente, se indica que el “*Acuerdo por el que se aprueba el informe sobre reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de ENDESA, S.A. correspondientes al ejercicio 2014*”¹⁹ proponía el reconocimiento de unos 130,1 M€ (cantidad inferior en 95 M€ a la solicitada por dicha compañía) correspondiendo el 50% la financiación del importe previsto por la CNMC con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas, sin que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifique el motivo de dicha diferencia.

- *DT8ª del Real Decreto 413/2014*

Los costes previstos para el cierre del ejercicio 2016 no incluyen impacto alguno de las reliquidaciones de la DT8ª, estimados por la CNMC en 25,2 M€.

En el Cuadro 8 se muestra el **desajuste previsto para 2016 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 2016 serían suficientes para cubrir los costes previstos y se generaría un desajuste positivo de 110,9 M€.

¹⁹ Este grupo es titular de todas, salvo dos de las instalaciones encuadradas en la ‘categoría A’, de las previstas en el RD 738/2015

Cuadro 8. Desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2016 según la información que acompaña a la propuesta de Orden

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden IET72735/2015 [1]	Propuesta OM Previsión cierre 2016 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos peajes acceso (A)	14.015.179	13.981.768	- 33.411	-0,2%
Ingresos por peajes de consumidores	13.726.205	13.659.950	- 66.255	-0,5%
Ingresos por peajes a generadores	132.346	128.664	- 3.682	-2,8%
Ingresos art. 17 RD 216/2014	20.628	11.854	- 8.774	-42,5%
Ingresos por fraude	-	35.000		
Ingresos de conexiones internacionales	136.000	146.300	10.300	7,6%
Ingresos Pagos por capacidad (B)	730.055	722.197	- 7.858	-1,1%
Ingresos externos a peajes (C)	3.154.510	2.739.845	- 414.665	-13,1%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510	2.421.845	- 282.665	-10,5%
Ingresos subastas CO2	450.000	318.000	- 132.000	-29,3%
Total ingresos regulados (D) = (A) + (B) + (C)	17.899.744	17.443.810	- 455.934	-2,5%
Costes regulados (E)	17.874.870	17.332.935	- 541.935	-3,0%
Costes de acceso	17.212.870	16.836.907	- 375.963	-2,2%
Coste de pagos por capacidad	512.000	417.000	- 95.000	-18,6%
Otros costes regulados	150.000	79.028	- 70.972	-47,3%
Desajuste de actividades reguladas (D) - (E)	24.874	110.875	86.000	345,7%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

• Costes previstos para 2017

En el Cuadro 9 se comparan los costes previstos para el cierre de 2016 y 2017, según la información que acompaña a la propuesta de Orden. Se prevé un incremento de los costes de acceso del 3,9% (651,1 M€), motivado, fundamentalmente, por el aumento de la retribución específica de las instalaciones de producción renovable, cogeneración y residuos del sistema peninsular (583,8 M€).

Los costes totales previstos para 2017, una vez incorporado el coste de los pagos por capacidad (390 M€) y considerando el impacto de los ingresos y costes extraordinarios (-27 M€), ascienden 17.851 M€, cifra que supera en 518,4 M€ (+3,0%) a los costes previstos para el cierre del ejercicio 2016 (17.332,9 M€).

Cuadro 9. Comparación de los costes de acceso previstos por el MINETUR para el cierre de 2016 y 2017, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Costes del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2016 [1]	Propuesta OM Previsión 2017 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.710.000	1.735.090	25.090	1,5%
Coste Distribución	5.123.662	5.157.776	34.114	0,7%
Retribución RECORE	6.403.300	6.987.080	583.780	9,1%
Retribución adicional TNP	718.396	740.632	22.236	3,1%
Servicio de interrumpibilidad	8.300	8.300	-	0,0%
Cuotas	20.627	20.649	22	0,1%
Tasa CNMC	20.490	20.512	22	0,1%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	137	137	-	0,0%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.852.622	2.838.475	- 14.147	-0,5%
Costes de acceso (A)	16.836.907	17.488.002	651.095	3,9%
Pagos por Capacidad (B)	417.000	390.000	- 27.000	-6,5%
Incentivo a la inversión	250.000	223.000	- 27.000	-10,8%
Incentivo a la disponibilidad	167.000	167.000	-	0,0%
Otros costes regulados (C)	79.028	- 26.702	- 79.028	-133,8%
Impacto RDL 9/2013 sobre RECORE	-	-	-	-
Liquidación definitiva TNP 2014	79.028	- 79.028	- 79.028	-100,0%
Liquidación definitiva TNP 2015	-	- 176.702	- 176.702	-
Fondo de contingencias	-	150.000	150.000	-
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	17.332.935	17.851.300	518.365	3,0%

Fuente: Propuesta de Orden y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Respecto de los costes previstos para el ejercicio 2017 se realizan las siguientes consideraciones:

- *Retribución del transporte*

La retribución del transporte de la propuesta de Orden supera en 2,6 M€ a la prevista por esta Sala. Esta diferencia se debe a que la CNMC en su estimación ha tenido en cuenta las declaraciones de inventario a 31 de diciembre de 2015, mientras que en la propuesta de Orden se ha considerado las inversiones aprobados por resolución de la DGPEM, incluidas en los planes de inversión 2015-2018.

- *Retribución de la distribución*

La retribución de la distribución de la propuesta de Orden supera en 186 miles de euros a la estimada por la CNMC en su Informe de previsiones. La diferencia está motivada porque en la previsión de la propuesta de Orden contempla la opción de que todas las empresas a las que les disminuye la retribución de 2016 hubieran solicitado el periodo de adaptación al modelo retributivo del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, conforme a la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto.

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

Esta CNMC 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 2017 ascenderán a 7.090,8 M€, de los cuales 6.958,4 M€ corresponden a instalaciones de producción localizadas en el sistema peninsular (véase Anexo I). Esta cifra es inferior en 28,6 M€ a la prevista en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Debe tenerse en cuenta que la previsión para el año 2017 se corresponde con un nuevo semiperiodo regulatorio; para efectuar dicha previsión, la CNMC únicamente ha contado con la consideración de las fórmulas especificadas en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y los datos publicados en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, así como con información publicada por la propia CNMC y el Operador del Mercado, y no dispone de la información necesaria para hacer un cálculo exacto de la actualización de los parámetros retributivos para cada una de las instalaciones tipo.

Adicionalmente, cabe señalar que el pasado 5 de diciembre se recibió la “Propuesta de Orden por la que se actualizan 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 de aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017” (en adelante, propuesta de Orden de parámetros), a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo. Según la memoria que acompaña a la citada propuesta de Orden, la retribución regulada prevista para el ejercicio 2017 asciende a 7.071,1 M€, sin considerar la retribución asociada al tratamiento de purines, aún sin determinar. El importe previsto en la propuesta de Orden de parámetros supera en 84,0 M€ al importe previsto en la propuesta de Orden para el sistema peninsular. Según las previsiones de la CNMC, la retribución específica de las instalaciones localizadas en los SENP asciende a 132,3 M€. Si bien en las Memorias que acompañan a ambas propuestas de órdenes no se detalla la previsión por subsistema, cabe señalar la inconsistencia entre ambas previsiones.

Por otro lado, se tiene que la MAIN que acompaña la propuesta de Orden de parámetros contempla un precio medio de mercado para los años 2020 en adelante de 52 €/MWh, es decir, aproximadamente 10 €/MWh por encima del precio medio considerado por esa misma MAIN para el semiperiodo regulatorio que abarca los ejercicios 2017 a 2019. Una diferencia de +10 €/MWh en la previsión de dicho precio de mercado a largo plazo tiene un impacto en 2017 estimado en al menos -200 M€ para el conjunto de la retribución específica, ya que los ingresos regulados presentes se reducen de forma proporcional a la expectativa de incremento de los ingresos futuros por la venta de energía a mercado (una vez aplicado

a estos últimos el correspondiente descuento según la tasa considerada). El impacto es tanto mayor cuanto más larga es la vida útil regulatoria residual de la instalación tipo en cuestión.

Esta Sala, con motivo de su 'Informe a la Propuesta de Orden [que dio lugar a la IET/1045/2014] por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo' (ENER/37/2014/EE), de fecha 3 de abril de 2014, ya echó en falta «la concreción de una metodología reproducible que defina expresamente la forma de obtención de dichas estimaciones. Con independencia de cuáles sean los precios finalmente propuestos, lo cuales habrán de ser en todo caso objeto de revisión, se recomienda modificar la redacción de los citados anexos III y VI de modo que se describa el procedimiento seguido para su obtención.» Esta recomendación fue atendida en lo que atañe a los precios del mercado para los años del actual semiperiodo, 2014 a 2016 (estimados en valores iguales a 48.21, 49.52 y 49.75, respectivamente); sin embargo, «De 2017 en adelante, se ha adoptado la hipótesis de que el precio del mercado eléctrico se mantiene constante en un valor de 52 €/MWh.», hipótesis para la que no se proporcionaba metodología.

Con independencia de que los valores estimados para el inminente semiperiodo regulatorio se sitúen entre 6 y 8 €/MWh por debajo de los estimados en su día para el semiperiodo precedente, la MAIN que acompaña la propuesta de Orden de parámetros justifica el mantenimiento de la estimación de 52 €/MWh para los años de 2020 en adelante en que, «de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, las únicas estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, que deben revisarse cada tres años son las correspondientes al resto del periodo regulatorio, es decir, en este caso a los años 2017, 2018 y 2019.».

El párrafo del art. 14.4 de la LSE al que se alude reza como sigue: «Cada tres años se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento.» Luego en efecto la revisión se produce cada semiperiodo regulatorio (de tres años) y «para el resto del periodo» (de seis años). Ahora bien, con independencia de que la LSE no la LSE no impone que el precio de mercado estimado para los ejercicios posteriores a la finalización del presente periodo regulatorio deba mantenerse en una cifra que no se justifica ahora, como tampoco se justificó en su momento con motivo de la propuesta que devendría en IET/1045/2014, con la diferencia de que ahora se compadece mal con la de aquellos precios para cuya estimación sí existe una metodología, ligada además a las cotizaciones del mercado de futuros.

Adicionalmente, cabe señalar que esta estimación se aparta considerablemente de las estimaciones recogidas en la MAIN que acompaña la propuesta de 'Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2017-2022', recibida de forma simultánea a la propuesta objeto de este informe y también por procedimiento de urgencia. En efecto, esta otra propuesta normativa, cuya finalidad se centra precisamente en fijar referencias para el largo plazo con un horizonte temporal que abarca seis años a partir de 2017, fija en 41,62 €/MWh la estimación del precio medio del mercado diario para los años 2020 a 2022, en abierta contradicción con la cifra de 52 €/MWh arriba comentada.

- *Retribución adicional de los Sistemas Eléctricos No Peninsulares*

La propuesta de Orden incluye en el artículo 7 la financiación del 50% de la compensación extrapeninsular prevista para el ejercicio 2017. Cabe señalar que el importe previsto para el ejercicio 2017 (740,6 M€) coincide con el importe incluido en la Ley de Presupuestos Generales para 2016.

Sin perjuicio de las consideraciones señaladas en el epígrafe 4.1 del presente informe, se indica que según las estimaciones de la CNMC la retribución adicional de los SENP ascenderá a 577,2 M€, sin considerar la retribución específica de las instalaciones de producción renovable situadas en SENP. Se estima que la retribución específica de dichas instalaciones alcanzará 132,3 M€ en 2017 (véase Informe de previsión de ingresos y costes para 2017). El importe conjunto de la retribución adicional y el 50% de la retribución específica de las instalaciones localizadas en los sistemas eléctricos no peninsulares se estima en 643,4 M€, importe inferior en 97,3 M€ al considerado en la propuesta de Orden.

- *Reconocimiento de costes definitivos de los SENP correspondiente a 2015*

La MAIN que acompaña la Propuesta prevé una partida correspondiente a la regularización del ejercicio 2015 que asciende a -176,7 M€. A la fecha de redacción de este informe no se ha recibido aún solicitud alguna de informe para el reconocimiento de extracostes definitivos de generación del ejercicio 2015; no es, de hecho, hasta fecha reciente, que se han realizado las últimas reliquidaciones correspondientes a los últimos meses de 2015, y los meses de enero a mayo de 2015 no han sido aún objeto de reliquidación conforme a la parametrización prevista en el RD 738/2015. Por otro lado, tampoco se dispone de información para contrastar los «en torno a 100 M€, condicionados a la resolución del primer procedimiento de concurrencia competitiva para cubrir la potencia necesaria en los territorios no peninsulares», pero este importe se antoja elevado pues equivale aproximadamente al extracoste de generación de un mes para todos los sistemas no peninsulares.

- *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).

- *Fondo de contingencias*

Los costes previstos para 2017 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.

5.4. Sobre la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos para 2017

En el Cuadro 10 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 2017.

Cuadro 10. Escenario de ingresos y costes previstos para 2017 según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión 2017
Ingresos peajes acceso (A)	13.981.043
Ingresos por peajes de consumidores	13.674.889
Ingresos por peajes a generadores	130.000
Ingresos por cargos al autoconsumo	-
Ingresos art. 17 RD 216/2014	11.854
Ingresos por fraude	35.000
Ingresos de conexiones internacionales	129.300
Ingresos Pagos por capacidad (B)	725.062
Ingresos externos a peajes (C)	3.154.510
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510
Ingresos subastas CO2	450.000
Total ingresos regulados (D) = (A) + (B) + (C)	17.860.615
Costes regulados (E)	17.851.300
Costes de acceso	17.488.002
Coste de pagos por capacidad	390.000
Otros costes regulados	- 26.702
Desajuste de actividades reguladas (D) - (E)	9.315

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que la acompaña

6. Consideraciones particulares

6.1. Artículo 2. Peajes de acceso.

La propuesta de Orden mantiene en 2017 los precios de la Orden IET/107/2014, de la Orden IET/2444/2014 y la Orden IET/2735/2015 lo que es conforme al artículo 19.5 de la Ley 24/2013, en tanto en cuanto impide la reducción de los cargos mientras existan deudas pendientes de ejercicios anteriores.

6.2. 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 I.

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 6,2% respecto de los establecidos en la Orden IET/2735/2015, los términos fijos de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 y 15 kW se reducen un 3,6%, mientras que los cargos del resto de consumidores registran reducciones inferiores, con la excepción de los precios del periodo 1 del peaje 6.4 y el periodo 2 de los peajes 3.0 A, 3.1 A, 6.1 B, 6.2 y 6.3 y el periodo 5 de los consumidores conectados de alta tensión. Por su parte, los términos variables de los cargos transitorios por energía autoconsumida registran reducciones respecto de los establecidos en Orden IET/2735/2015 comprendidas entre el 3% y el 16,3% para los consumidores de baja tensión y entre el 8,4% y el 16,7% para el resto de los consumidores (véase Cuadro 11).

Cuadro 11. Precios de los términos de potencia y energía de los cargos de la Orden IET/2735/2015 y de la propuesta de Orden

Peaje de acceso	Cargos transitorios de la Orden IET/2735/2015. Términos de potencia y energía						Propuesta de Orden. Términos de potencia y energía						% variación de la Propuesta de Orden vs. Orden IET/2735/2015					
	Carga fijo transitorio (€/kW y año)						Carga fijo (€/kW y año)						Carga 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
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,682019						8,144129						-6,2%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,682019						8,144129						-6,2%					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,682019						8,144129						-6,2%					
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303						14,545413						-3,6%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303						14,545413						-3,6%					
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303						14,545413						-3,6%					
3.0 A (Pc > 15 kW)	32,083923	6,212601	14,245468				31,925550	6,878730	14,207985				-0,5%	-5,4%	-0,3%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,370283	7,253411	5,046692				35,952537	6,717794	4,985851				-1,1%	-7,4%	-1,2%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	22,474651	8,056099	9,872687	11,969862	14,279130	4,911990	22,169359	7,844864	9,790954	11,926548	14,278122	4,882162	-1,4%	-2,6%	-0,8%	-0,4%	0,0%	-0,6%
6.1 B (30 kV a 36kV)	14,356213	3,993364	6,899441	8,996116	11,305884	3,555405	14,050921	3,782129	6,817708	8,953302	11,304876	3,525577	-2,1%	-5,3%	-1,2%	-0,5%	0,0%	-0,8%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,317256	1,583664	4,439480	6,384560	8,074483	2,464864	9,082012	1,409534	4,372144	6,352856	8,073738	2,442188	-2,5%	-11,0%	-1,5%	-0,5%	0,0%	-0,9%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,452888	2,660520	3,963845	5,505622	6,894555	1,933970	9,279252	2,535841	3,909548	5,479569	6,893947	1,911493	-1,8%	-4,7%	-1,4%	-0,5%	0,0%	-1,2%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,011434	0,000000	1,777750	3,495529	4,990903	0,994354	2,815509	0,000000	1,718359	3,467606	4,990376	0,970612	-6,5%	0,0%	-3,3%	-0,8%	0,0%	-2,4%

Peaje de acceso	Carga transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)						Carga transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)						Carga 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)	0,044504						0,043187						-3,0%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,058489	0,007368					0,057144	0,006148					-2,3%	-16,6%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,059269	0,007650	0,007344				0,057938	0,006430	0,006112				-2,2%	-15,9%	-16,8%			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,056200						0,054883						-2,3%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,069426	0,016716					0,068081	0,015450					-1,9%	-7,6%				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,070206	0,019507	0,012602				0,069875	0,018220	0,011370				-1,9%	-6,6%	-9,8%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,021957	0,015040	0,010183				0,020568	0,013696	0,008951				-6,3%	-8,9%	-12,1%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,016699	0,011411	0,013268				0,015301	0,009998	0,012035				-8,4%	-12,4%	-9,3%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	0,012995	0,012837	0,008996	0,010431	0,011206	0,007951	0,011775	0,011336	0,007602	0,009164	0,009986	0,006720	-9,4%	-11,7%	-15,5%	-12,1%	-10,9%	-15,5%
6.1 B (30 kV a 36kV)	0,012995	0,009531	0,008541	0,009527	0,010623	0,007580	0,011775	0,008312	0,007322	0,008260	0,009403	0,006349	-9,4%	-12,8%	-14,3%	-13,3%	-11,5%	-16,2%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,014139	0,012915	0,009197	0,009622	0,009936	0,007470	0,012669	0,011554	0,007881	0,008377	0,008716	0,006245	-10,4%	-10,5%	-14,3%	-12,9%	-12,3%	-16,4%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,016527	0,014150	0,009832	0,009751	0,009893	0,007501	0,015106	0,012816	0,008530	0,008510	0,008673	0,006278	-8,6%	-9,4%	-13,2%	-12,7%	-12,3%	-16,3%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,012995	0,009871	0,008541	0,009030	0,009477	0,007328	0,011775	0,008531	0,007322	0,007788	0,008257	0,006104	-9,4%	-13,6%	-14,3%	-13,8%	-12,9%	-16,7%

Fuente: Orden IET/2735/2015 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 de los servicios de ajuste, parcialmente compensada, por el aumento del precio del servicio de interrumpibilidad, si bien los términos variables de los cargos asociados a los costes del sistema también disminuyen, aunque, con carácter general, en menor medida (véase Cuadro 12).

Al respecto se advierte de que, al contrario de los cargos variables asociados a los costes del sistema publicados en la Orden IET/2735/2015, los cargos variables asociados a los costes del sistema de la propuesta de Orden están recogidos en términos de €/kWh consumido.

Cuadro 12. Componentes de los cargos transitorios de la Orden IET/2735/2015 y de la propuesta de Orden

Peaje de acceso	Cargos transitorios de la Orden IET/2735/2015. Términos de potencia y energía						Propuesta de Orden. Términos de potencia y energía						Variación de la Propuesta de Orden respecto Orden IET/2735/2015						
	€/kW y año						CARGO FIJO (€/kW y año)						CARGO 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	
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,682019						8,144129												
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,682019						8,144129												
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,682019						8,144129												
2.1 A (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	15,083303						14,545413												
2.1 DHA (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	15,083303						14,545413												
2.1 DHS (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	15,083303						14,545413												
3.0 A (Pc > 15 kW)	32,083293	6,212601	14,245468				31,925559	5,878730	14,207985										
3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,370283	7,253411	5,046692				35,952537	6,717794	4,985851										
6.1 A (1 kV a 30 kV)	22,474651	8,056099	8,726687	11,969862	14,279130	4,911990	22,169359	7,844864	9,790954	11,926549	14,278122	4,882162							
6.1 B (30 kV a 36 kV)	14,356213	3,993364	6,899441	8,996616	11,305884	3,555405	14,050921	3,782129	6,817708	8,953302	11,304876	3,525577							
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,317256	1,583664	4,439480	6,384560	8,074483	2,464864	9,082012	1,409534	4,372144	6,352856	8,073738	2,442188							
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,452888	2,660520	3,963945	5,505522	6,894555	1,933870	9,279523	2,538941	3,909548	5,479569	6,893947	1,911489							
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,011434	0,000000	1,777750	3,495529	4,990903	0,994354	2,915509	0,000000	1,718393	3,467606	4,990376	0,970612							

Peaje de acceso	Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh) (t)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema						
	€/kWh						€/kWh (t)						€/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	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,033311						0,032314												
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,047155	0,000000					0,047029	0,000000											
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,047935	0,000000	0,000137				0,047824	0,000000	0,000125										
2.1 A (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	0,045007						0,044909												
2.1 DHA (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	0,058993	0,009348					0,057967	0,009301											
2.1 DHS (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	0,058973	0,018549	0,005395				0,058781	0,011793	0,005382										
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,007020	0,004173	0,003582				0,006859	0,004048	0,003550										
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,003705	0,001385	0,006705				0,003526	0,001191	0,006691										
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,000000	0,003305	0,000454	0,002384	0,003159	0,001388	0,000000	0,003024	0,000280	0,002337	0,003158	0,001376							
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,001480	0,002576	0,001017	0,000000	0,000000	0,000000	0,001433	0,002575	0,001005							
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,001145	0,003383	0,000655	0,001579	0,001889	0,000907	0,000894	0,003242	0,000559	0,001550	0,001888	0,000902							
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,000331	0,000416	0,001291	0,001705	0,001846	0,000938	0,003331	0,004504	0,001208	0,001683	0,001845	0,000934							
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,000000	0,000339	0,000000	0,000883	0,001430	0,000765	0,000000	0,000219	0,000000	0,000960	0,001429	0,000761							

Peaje de acceso	Pagos por capacidad (€/kWh)						Pagos por capacidad (€/kWh)						Pagos por capacidad						
	€/kWh						€/kWh						€/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	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,004630						0,004630						0,0%						
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,004771	0,000805					0,004771	0,000805					0,0%	0,0%					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,004771	0,001087	0,000644				0,004771	0,001087	0,000644				0,0%	0,0%	0,0%				
2.1 A (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	0,004630						0,004630						0,0%						
2.1 DHA (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	0,004771	0,000805					0,004771	0,000805					0,0%	0,0%					
2.1 DHS (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	0,004771	0,001087	0,000644				0,004771	0,001087	0,000644				0,0%	0,0%	0,0%				
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,006374	0,004304	0,000058				0,006374	0,004304	0,000058				0,0%	0,0%	0,0%				
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,006432	0,003463	0,000000				0,006432	0,003463	0,000000				0,0%	0,0%	0,0%				
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Peaje de acceso	Otros servicios (€/kWh)						Otros servicios (€/kWh)						Otros servicios						
	€/kWh						€/kWh						€/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	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,006564						0,005344						-18,6%						
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,006564	0,006564					0,005344	0,005344					-18,6%	-18,6%					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,006564	0,006564	0,006564				0,005344	0,005344	0,005344				-18,6%	-18,6%	-18,6%				
2.1 A (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	0,006564						0,005344						-18,6%						
2.1 DHA (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	0,006564	0,006564					0,005344	0,005344					-18,6%	-18,6%					
2.1 DHS (10^{kV} Pc ≤ 15 kW)	0,006564	0,006564	0,006564				0,005344	0,005344	0,005344				-18,6%	-18,6%	-18,6%				
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,006564	0,006564	0,006564				0,005344	0,005344	0,005344				-18,6%	-18,6%	-18,6%				
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,006564	0,006564	0,006564				0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,006564	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	0,005344	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%	-18,6%

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)						Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)						Cargo transitorio por energía autoconsumida					
	€/kWh						€/kWh						€/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	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,044504	</																

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)	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 Orden IET/2735/2015 (B)												
Peaje de acceso	Término fijo del cargo (€/kW y año)						Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh) (1)					
	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	0,010349	0,000000			
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303						0,067586	0,013565	0,005859			
3.0 A (Pc > 15 kW)	32,083923	6,212601	14,245468				0,008094	0,004782	0,003943			
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 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)	29,361407						0,010716					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	29,361407						0,014857	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	29,361407						0,014077	0,002879	0,000749			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	29,361407						0,012353					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	29,361407						0,016475	0,003844				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	29,361407						0,015695	0,005951	0,001201			
3.0 A (Pc > 15 kW)	8,644962	18,224729	2,046087				0,011742	0,008402	0,001108			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	22,803185	29,237278	3,321039				0,010630	0,011369	0,001100			
6.1 A (1 kV a 30kV)	16,664776	11,530555	4,461491	2,364316	0,055048	1,628187	0,026674	0,016616	0,010161	0,002899	0,000252	0,000749
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	0,002842	0,000215	0,000729
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	12,841092	9,505099	3,675654	1,730574	0,040651	1,237785	0,014442	0,008258	0,005549	0,001512	0,000104	0,000340
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,463310	6,805766	2,963905	1,422128	0,033195	1,226917	0,011515	0,006619	0,004696	0,001274	0,000078	0,000268
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	10,694851	6,859077	3,241957	1,524178	0,028804	1,295961	0,008465	0,006683	0,004025	0,001302	0,000045	0,000253

Fuente: Orden IET/107/2014, Orden IET/2444/2014 y Orden IET/2735/2015

- (1) 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 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)	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)	8,144129						0,037864					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						0,053990	0,000000				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,144129						0,054901	0,000000	0,000135			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	14,545413						0,051197					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	14,545413						0,066546	0,010296				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	14,545413						0,067458	0,013487	0,005845			
3.0 A (Pc > 15 kW)	31,925550	5,878730	14,207985				0,007898	0,004639	0,003930			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	35,952537	6,717794	4,985851				0,003759	0,001268	0,007012			
6.1 A (1 kV a 30kV)	22,169359	7,844864	9,790954	11,926548	14,278122	4,882162	0,000000	0,003223	0,000298	0,002484	0,003357	0,001451
6.1 B (30 kV a 36kV)	14,050921	3,782129	6,817708	8,953302	11,304876	3,525577	0,000000	0,000000	0,000000	0,001523	0,002737	0,001060
6.2 (36 kV a 72.5 kV)	9,082012	1,409534	4,372144	6,352856	8,073738	2,442188	0,000937	0,003394	0,000584	0,001618	0,001972	0,000936
6.3 (72.5 kV a 145 kV)	9,279523	2,535841	3,909548	5,479569	6,893947	1,911493	0,003444	0,004652	0,001247	0,001735	0,001903	0,000959
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	2,815509	0,000000	1,718359	3,467606	4,990376	0,970612	0,000000	0,000223	0,000000	0,000977	0,001454	0,000771

Peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de 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)	29,899297						0,006163					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	29,899297						0,008022	0,002215				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	29,899297						0,007111	0,002879	0,000751			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	29,899297						0,006163					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	29,899297						0,008022	0,002896				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	29,899297						0,007110	0,004322	0,000751			
3.0 A (Pc > 15 kW)	8,803335	18,558600	2,083570				0,010864	0,007936	0,000740			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	23,220931	29,772895	3,381880				0,010576	0,011486	0,000793			
6.1 A (1 kV a 30kV)	16,970068	11,741790	4,543224	2,407630	0,056056	1,658015	0,026674	0,016698	0,010317	0,002799	0,000054	0,000686
6.1 B (30 kV a 36kV)	16,970068	11,741790	4,543224	2,407630	0,056056	1,658015	0,021822	0,016297	0,008685	0,002799	0,000054	0,000686
6.2 (36 kV a 72.5 kV)	13,076336	9,679229	3,742990	1,762278	0,041396	1,260461	0,014650	0,008247	0,005620	0,001469	0,000021	0,000311
6.3 (72.5 kV a 145 kV)	9,636675	6,930445	3,018202	1,448181	0,033803	1,249394	0,011604	0,006585	0,004740	0,001244	0,000021	0,000247
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	10,890776	6,859077	3,301348	1,552101	0,029331	1,319703	0,008465	0,006799	0,004025	0,001308	0,000021	0,000247

Fuente: Orden IET/107/2014, Orden IET/2444/2014, Orden IET/2735/2015 y propuesta de Orden

Cabe señalar que los términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden aumentan un 1,8% respecto de los peajes de transporte y distribución implícitos en la Orden IET/2735/2015, a efectos de asegurar la suficiencia de los mismos para recuperar la retribución del transporte y la distribución previstas para 2017 (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 Orden IET/2735/2015						Peajes de T&D de la propuesta de Orden						% variación de la Propuesta de Orden respecto Orden IET/2735/2015					
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
29,361407						29,899297						1,8%					
29,361407						29,899297						1,8%					
29,361407						29,899297						1,8%					
29,361407						29,899297						1,8%					
29,361407						29,899297						1,8%					
8,644962	18,224729	2,046087				8,803335	18,558600	2,083570				1,8%	1,8%	1,8%			
22,803185	29,237278	3,321039				23,220931	29,772895	3,381880				1,8%	1,8%	1,8%			
16,664776	11,530555	4,461491	2,364316	0,055048	1,628187	16,970068	11,741790	4,543224	2,407630	0,056056	1,658015	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
16,664776	11,530555	4,461491	2,364316	0,055048	1,628187	16,970068	11,741790	4,543224	2,407630	0,056056	1,658015	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
12,841092	9,505099	3,675654	1,730574	0,040651	1,237785	13,076336	9,679229	3,742990	1,762278	0,041396	1,260461	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
9,463310	6,805766	2,963905	1,422128	0,033195	1,226917	9,636675	6,930445	3,018202	1,448181	0,033803	1,249394	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
10,694851	6,859077	3,241957	1,524178	0,028804	1,295961	10,890776	6,859077	3,301348	1,552101	0,029331	1,319703	1,8%	0,0%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%

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
0,006052						0,006163						1,8%					
0,007878	0,002215					0,008022	0,002215					1,8%	0,0%				
0,006983	0,002879	0,000737				0,007111	0,002879	0,000751				1,8%	0,0%	1,8%			
0,006052						0,006163						1,8%					
0,007878	0,002843					0,008022	0,002896					1,8%	1,8%				
0,006982	0,004244	0,000737				0,007110	0,004322	0,000751				1,8%	1,8%	1,8%			
0,010668	0,007793	0,000727				0,010864	0,007936	0,000740				1,8%	1,8%	1,8%			
0,010386	0,011280	0,000778				0,010576	0,011486	0,000793				1,8%	1,8%	1,8%			
0,026674	0,016398	0,010131	0,002749	0,000053	0,000674	0,026674	0,016698	0,010317	0,002799	0,000054	0,000686	0,0%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
0,021822	0,016297	0,008685	0,002749	0,000053	0,000674	0,021822	0,016297	0,008685	0,002799	0,000054	0,000686	0,0%	0,0%	0,0%	1,8%	1,8%	1,8%
0,014386	0,008099	0,005518	0,001443	0,000021	0,000305	0,014650	0,008247	0,005620	0,001469	0,000021	0,000311	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
0,011395	0,006466	0,004655	0,001222	0,000021	0,000242	0,011604	0,006585	0,004740	0,001244	0,000021	0,000247	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
0,008465	0,006677	0,004025	0,001285	0,000021	0,000242	0,008465	0,006799	0,004025	0,001308	0,000021	0,000247	0,0%	1,8%	0,0%	1,8%	1,8%	1,8%

Fuente: Orden IET/107/2014, Orden IET/2444/2014, Orden IET/2735/2015 y propuesta de Orden

Según la Memoria que acompañó al 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, los precios de los cargos se calcularon como diferencia entre los peajes vigentes y los peajes de transporte y distribución estimados a partir de la información de la "Memoria justificativa de la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad".

En el Cuadro 16 se comparan los peajes de transporte y distribución que resultan de aplicar 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, considerando los calendarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007 y la retribución de la propuesta de Orden con los peajes de acceso implícitos en la propuesta de Orden. Se observa que los términos fijos de los peajes de transporte y distribución implícitos en la propuesta de Orden son superiores a los que resultan de aplicar la Circular 3/2014 para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW e inferiores para el resto de consumidores, con la excepción de los periodos 2 y 3 del peaje 3.1 A. Respecto de los términos variables de los peajes de transporte y distribución de la propuesta de Orden cabe señalar que, con carácter general, son superiores a los que resulta de aplicar en la Circular 3/2014 en los periodos 1 y 2 e inferiores en el resto de los periodos.

Cuadro 16. Términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución resultantes de aplicar la Circular 3/2014 considerando los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y de los implícitos en la propuesta de Orden

Peajes de T&D resultantes de aplicar la Circular 3/2014							Peajes de T&D de la propuesta de Orden						% variación de la Propuesta de Orden respecto Circular 3/2014					
Peaje de acceso	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
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	28,509482						29,899297						4,9%					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	28,509482						29,899297						4,9%					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	28,509482						29,899297						4,9%					
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	28,509482						29,899297						4,9%					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	28,509482						29,899297						4,9%					
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	28,509482						29,899297						4,9%					
3.0 A (Pc > 15 kW)	9,473342	18,455957	1,059905				8,803335	18,558600	2,083570				-7,1%	0,6%	96,6%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	23,375584	26,637124	2,856591				23,220931	29,772895	3,381880				-0,7%	11,8%	18,4%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	17,864798	13,638016	7,106430	4,643308	3,561834	3,561834	16,970068	11,741790	4,543224	2,407630	0,056056	1,658015	-5,0%	-13,9%	-36,1%	-48,1%	-98,4%	-53,5%
6.1 B (30 kV a 36kV)	17,864798	13,638016	7,106430	4,643308	3,561834	3,561834	16,970068	11,741790	4,543224	2,407630	0,056056	1,658015	-5,0%	-13,9%	-36,1%	-48,1%	-98,4%	-53,5%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	13,108071	10,622045	4,993685	2,954484	2,304086	2,304086	13,076336	9,679229	3,742990	1,762278	0,041396	1,260461	-0,2%	-8,9%	-25,0%	-40,4%	-98,2%	-45,3%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	10,644684	8,416220	3,875557	2,457827	1,997729	1,997729	9,636675	6,930445	3,018202	1,448181	0,033803	1,249394	-9,5%	-17,7%	-22,1%	-41,1%	-98,3%	-37,5%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	9,966046	8,499101	3,379706	2,374413	1,528229	1,528229	10,890776	6,859077	3,301348	1,552101	0,029331	1,319703	9,3%	-19,3%	-2,3%	-34,6%	-98,1%	-13,6%

Término variable (€/kWh)							Término variable (€/kWh)						Término variable					
Peaje de acceso	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)	0,006152						0,006163						0,2%				
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,007666	0,003252					0,008022	0,002215					4,6%	-31,9%				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,008210	0,004279	0,001148				0,007111	0,002879	0,000751				-13,4%	-32,7%	-34,6%			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,006152	0,000000	0,000000				0,006163						0,2%	0,0%	0,0%			
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,007666	0,003252	0,000000				0,008022	0,002896					4,6%	-11,0%	0,0%			
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,008210	0,004279	0,001148				0,007110	0,004322	0,000751				-13,4%	1,0%	-34,6%			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,010020	0,007440	0,001052				0,010864	0,007936	0,000740				8,4%	6,7%	-29,6%			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,007507	0,007688	0,000801				0,010576	0,011486	0,000793				40,9%	49,4%	-1,0%			
6.1 A (1 kV a 30kV)	0,021589	0,013623	0,011947	0,004509	0,001541	0,000962	0,026674	0,016698	0,010317	0,002799	0,000054	0,000688	23,6%	22,6%	-13,6%	-37,9%	-96,5%	-28,7%
6.1 B (30 kV a 36kV)	0,021589	0,013623	0,011947	0,004509	0,001541	0,000962	0,021822	0,016297	0,008685	0,002799	0,000054	0,000688	1,1%	19,6%	-27,3%	-37,9%	-96,5%	-28,7%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,011313	0,007017	0,006175	0,002238	0,000716	0,000488	0,014650	0,008247	0,005620	0,001469	0,000021	0,000311	29,5%	17,5%	-9,0%	-34,3%	-97,0%	-36,2%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,010247	0,006507	0,005806	0,002115	0,000695	0,000464	0,011904	0,006895	0,004740	0,001244	0,000021	0,000247	13,2%	1,2%	-18,4%	-41,2%	-96,9%	-46,9%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,008904	0,005721	0,004991	0,001864	0,000569	0,000398	0,008465	0,006799	0,004025	0,001306	0,000021	0,000247	-4,9%	18,8%	-19,3%	-29,8%	-96,2%	-39,1%

Fuente: Circular 3/2014 y propuesta de Orden

Esta Sala 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.

Al respecto, se incide en que la falta de metodología de cálculo de los cargos deja en suspenso la metodología de determinación de los peajes de transporte y distribución. El establecimiento de ambas metodologías debería contribuir a la transparencia del sistema en su conjunto y en el caso del autoconsumo dotaría de mayor certidumbre para su desarrollo.

Finalmente, cabe señalar el incremento de los cargos transitorios por energía consumida para los subsistemas de Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera de la propuesta de Orden, sin que en la misma ni en la Memoria que le acompaña se justifique el motivo de dicha variación.

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

La propuesta de Orden mantiene los precios unitarios para la financiación de los pagos por capacidad establecidos en la Orden IET/2735/2015. Cabe señalar que los ingresos previstos para 2017 (725 M€) son superiores a los costes previstos para 2017 (390 M€), registrándose un saldo positivo de los pagos por capacidad de 355 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 Sala insiste en 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.

6.4. 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 noviembre²⁰. En consecuencia, se propone sustituir la tabla del artículo 5.1 por la siguiente:

DESAJUSTE DE INGRESOS	(Euros)
Anualidad FADE	2.185.022.402
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005	281.138.120
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	94.437.120
Déficit 2013	277.761.010
TOTAL	2.838.358.652

6.5. Artículo 7. Extracoste de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares

La propuesta de Orden mantiene para 2017 la previsión del extracoste de la actividad de producción de los territorios no peninsulares de la Orden IET/2735/2015, bajo el supuesto de que se prorrogan los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de 2016, aprobados por la Ley 48/2015, de 29 de octubre²¹, según se recoge en la Memoria que la acompaña.

²⁰ Las anualidades correspondientes al ejercicio 2017 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 (-0,306%). Una vez disponibles los datos de cotización del Euribor a 3 meses del mes de noviembre de 2016, cuyo promedio asciende a -0,317%, se ha procedido a recalcularlas.

²¹ Ley 48/2015, de 29 de octubre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2016.

Al respecto cabe señalar que el importe previsto es coincidente con la que figura en el «Acuerdo por el que se aprueba la Memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2016» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 11 de junio de 2015. En la estimación de dicha previsión se tuvo en cuenta la normativa específica vigente entonces de aplicación a los sistemas eléctricos no peninsulares. En concreto, en la previsión se aplicó el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Por otro lado, cabe señalar que las citadas previsiones realizadas en junio de 2015 no contemplaban, ni podrían haber contemplado, otros extracostes que los derivados de la producción a partir de instalaciones del anteriormente denominado 'régimen ordinario' en los SENP (aproximadamente coincidentes con las pertenecientes a la 'categoría A' conforme con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio (RD 738/2015).

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone la actualización de la previsión del extracoste de la actividad de producción de los territorios no peninsulares para 2017 y, en particular, se remite a la previsión de la CNMC para el ejercicio 2017 (véase Anexo I), ya que dicha previsión recopila información más reciente que la empleada para la elaboración de los (prorrogados) PGE 2016, e incluso que la utilizada en la previsión de los PGE 2017²², y que arroja una cifra sustancialmente inferior a aquellas, no debería considerarse inamovible la cantidad estimada en junio de 2015 y, en todo caso, de mantener invariable la partida con cargo a PGE, no habría por qué hacer otro tanto en la partida con cargo al sistema eléctrico.

²² La previsión que figuraba en el «Acuerdo por el que se aprueba la Memoria Acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2017 [INF/DE/076/CE]», aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria, en su sesión de fecha 31 de mayo, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 3.2 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, no incorporaba liquidación alguna de los costes de generación no peninsulares de acuerdo con los parámetros retributivos fijados por el RD 738/2015. No fue hasta la segunda mitad del mes de julio cuando se produjo la implementación por parte del Operador del Sistema de los parámetros fijados por dicha norma.

6.6. Disposición adicional tercera. Regularización de las liquidaciones en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares

Esta disposición establece cómo deberían regularizarse las cantidades que se hubieran abonado en las liquidaciones provisionales a cuenta en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares (SENP), distinguiendo entre el ejercicio 2015 y el 2016 y siguientes.

Para el ejercicio 2015, especifica que la regularización se produciría en la liquidación de la cuantía definitiva de costes de generación que se lleve a cabo de acuerdo con lo dispuesto el párrafo e) del artículo 72.3 del RD 738/2015. La Propuesta plantea regularizar las cantidades de todo el año 2015; cabría cuanto menos plantearse si no debería aplicar exclusivamente a la producción habida a partir del 1 de septiembre de dicho año, fecha de entrada en vigor del RD 738/2015.

Por otro lado, la regularización correspondiente al ejercicio 2016 y siguientes debería realizarse en las liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva; es decir, a partir de 2016, la CNMC, como órgano encargado de las liquidaciones del sector eléctrico, incorporaría como extracoste de la actividad de producción de los sistemas eléctricos en los SENP las partidas correspondientes a los costes de generación de las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico.

De acuerdo con lo anterior, y teniendo en cuenta las consideraciones del epígrafe 4.1, se propone la supresión de la Disposición adicional tercera.

Por otro lado, la MAIN que acompaña la Propuesta *«prevé una partida correspondiente a la regularización del ejercicio 2014 que asciende a unos 80 millones de euros [en particular, serían 79.028 miles de euros]»*; ahora bien, el *‘Acuerdo por el que se aprueba el informe sobre reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de ENDESA, S.A. correspondientes al ejercicio 2014’* (siendo así este grupo es titular de todas salvo dos de las instalaciones encuadradas en la ‘categoría A’ de las previstas en el RD 738/2015) proponía el reconocimiento de unos 130 millones de euros (cantidad inferior en 95 M€ a la solicitada por dicha compañía), correspondiéndole 65 millones de euros (50%) al sector eléctrico. No se alcanza qué otros conceptos podrían suponer dicha diferencia de en torno a 14 M€ entre una y otra cifra.

La referida MAIN asimismo *«prevé una partida correspondiente a la regularización del ejercicio 2015 que asciende a -177 millones de euros [en particular, se trataría de un ingreso para el Sistema por 176.702 miles de euros]»*. A la fecha de redacción de este informe no se ha recibido aún solicitud alguna de informe para el reconocimiento de extracostes definitivos de generación del ejercicio 2015; no es, de hecho, hasta fecha reciente, que se han realizado las últimas reliquidaciones correspondientes a los últimos meses

de 2015, y los meses de enero a mayo de 2015 no han sido aún objeto de reliquidación conforme a la parametrización prevista en el RD 738/2015. Por otro lado, tampoco se dispone de información para contrastar los «*en torno a 100 M€, condicionados a la resolución del primer procedimiento de concurrencia competitiva para cubrir la potencia necesaria en los territorios no peninsulares*», pero este importe se antoja elevado pues equivale aproximadamente al extracoste de generación de un mes para todos los sistemas no peninsulares.

6.7. Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2017 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 2017 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 2017 será de 14.568 miles de euros*”, cifra que coincide con la establecida para el en la Orden IET/2735/2015.

En el anexo II “Retribución del operador del mercado para 2017” de este informe, se calcula la cuantía global de la retribución que se obtendría para 2017 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 **13.672,6** miles de euros.

Esta cantidad no incluye la retribución correspondiente al Proyecto XBID para 2017 dado que en adelante, dado que la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 27 de diciembre, establece que estas cantidades serán satisfechas de forma separada con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas.

Sin embargo, en las retribuciones propuestas por esta Comisión para el Operador del Mercado en 2015 y 2016 sí se incluía una retribución correspondiente al Proyecto XBID con base en los datos remitidos por el Operador del Mercado. Dichos retribuciones habría que minorarlas de la propuesta actual dado que se han percibido en 2015 y se van a percibir en 2016 vía liquidaciones. Por consiguiente, la retribución provisional para el operador del mercado en 2017 excluidos estos flujos de caja correspondientes al Proyecto XBID de años anteriores, debería ser de **9.355,944 miles de euros**.

Por último, esta Sala señala la necesidad de que el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital apruebe a la mayor brevedad la metodología de retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español en aras

a que exista un marco retributivo transparente y actualizado que proporcione la debida seguridad regulatoria a los agentes, evitando adicionar a la retribución provisional los costes declarados por el operador sin la validación por parte de la CNMC en el marco de su metodología de retribución.

6.8. Disposición transitoria segunda. Retribución del operador del sistema para 2017 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 2017. 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 2017 será de 56.000 miles de euros”*, importe que coincide con el establecido en la disposición transitoria tercera de la Orden IET/107/2014.

Esta Comisión, en cumplimiento del mandato dado en la disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013 remitió, con fecha 12 de noviembre de 2014, tanto la propuesta de retribución del Operador del Sistema como la del operador del mercado. El Anexo III recoge la retribución correspondiente al operador del sistema en 2016 de acuerdo con la metodología de retribución aprobada por la CNMC e incluyendo los costes de los ejercicios cerrados 2014 y 2015 relativos a nuevas funciones atribuidas por la normativa europea y española y que han sido debidamente acreditados. La retribución provisional para el operador del sistema en 2017 se situaría en 59,136 miles de euros incluyendo los gastos soportados en concepto de pagos a terceros por las nuevas funciones asignadas por la normativa europea y española en los ejercicios cerrados 2014 y 2015 (cabe señalar que el OS ha solicitado para 2017 un incremento de retribución por nuevas funciones de 9,3 millones de euros).

Análogamente a lo señalado para el Operador del Mercado, se indica la necesidad de aprobar a la mayor brevedad la metodología de retribución del Operador del Sistema y que la propuesta de retribución se base en un análisis actualizado de las cuentas anuales del operador, evitando la práctica de añadir costes por nuevas actividades a retribuciones provisionales.

6.9. Disposición transitoria tercera. Liquidaciones a cuenta de las actividades de transporte y distribución

Se señala tanto en la exposición de motivos como en la Memoria que, si bien se ha recibido el informe de la CNMC, aprobado por la Sala el 18 de noviembre de 2016, dando cumplimiento al artículo 6.1 del Real Decreto 1047/2013, se considera oportuno realizar una petición de información y una evaluación adicional de la misma, lo cual ha motivado que en la orden que se informa se

establezca una formulación en concepto de entrega a cuenta hasta que se determine la retribución de las empresas.

La Disposición transitoria tercera de la propuesta de orden que se informa establece que se liquidarán por la CNMC las cantidades devengadas a cuenta, que se corresponderán con la parte proporcional de la retribución que figura en la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016.

Asimismo se señala que, para la previsión del coste de dicha actividad para el año 2017, se ha realizado una estimación aplicando la metodología prevista en el citado Real Decreto 1047/2013. Se considera oportuna la cuantía de dicha estimación, dado que la misma fue la que se propuso en el *“Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017, aprobado por la Sala el 25 de octubre de 2016.*

- **Retribución distribución 2017. Metodología retributiva del Real Decreto 1048/2013**

En el caso de la retribución de la distribución, se señala tanto en la exposición de motivos como en la Memoria que no se ha recibido el informe de la CNMC que daría cumplimiento al artículo 10.1 del Real Decreto 1048/2013, lo cual ha motivado que en la orden que se informa, al igual que en el caso de la retribución del transporte, se establezca una cuantía en concepto de entrega a cuenta hasta que se determine la retribución de las empresas.

La Disposición transitoria tercera de la propuesta de orden que se informa establece que se liquidarán por la CNMC las cantidades devengadas a cuenta, que se corresponderán con la parte proporcional de la retribución que figura en la Orden IET/980/2016.

En la propuesta se indica que la previsión del coste de la actividad de distribución de electricidad para el año 2017, se ha efectuado mediante estimación, aplicando la metodología prevista al efecto en el Real Decreto 1048/2013. A juicio de esta Sala, se considera oportuno emplear el valor de dicha estimación, dado que el mismo fue el que se propuso en el informe *“Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017”*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC el 25 de octubre de 2016.

En el citado informe se explicaba que los cálculos realizados se han llevado a cabo partiendo de la base de retribución fijada en la orden IET/980/2016, de 10 de junio, considerando a su vez las resoluciones de la DGPEM por las que se autorizaba a las empresas distribuidoras que lo habían solicitado el periodo de

adaptación al modelo retributivo del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y adicionando las inversiones que, para el ejercicio 2015, aparecían en los planes de inversión presentados por las empresas distribuidoras para los ejercicios 2015, 2016 y 2017 aprobados mediante Resolución dictada por la DGPEM. Dichas consideraciones han sido necesarias porque, a la fecha de emisión del informe, los planes de inversión eran la única fuente de información disponible para el cálculo.

Con carácter general, la información necesaria para establecer la retribución individual a cada empresa distribuidora, viene principalmente referida en el artículo 31 del reiterado Real Decreto 1048/2013. En desarrollo del referido artículo, se aprobaron para el año 2015 las siguientes resoluciones:

- Resolución de 28 de abril de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) establece los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2016. Dicha información debía ser remitida a la CNMC con fecha 1 de mayo de 2016.
- Resolución del 12 de mayo de 2016, de la DGPEM establece los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para elaborar el informe de auditoría externa para todas las instalaciones existentes puestas en servicio en el año 2015. Dicha información debía ser remitida a la CNMC el 1 junio de 2016 para las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes y 1 de agosto de 2016 para las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

La información a que se refieren las anteriores Resoluciones debía incluir la nueva codificación de tipologías conforme a la Orden IET/2660/2015 de 11 de diciembre, lo cual supone una diferencia significativa con respecto a la información que se había remitido el ejercicio anterior. Asimismo, dichas Resoluciones incluían modificaciones adicionales en cuanto al contenido y formato de la información, además de nuevos campos destinados a comprobar la coherencia con la información que se había considerado para fijar el inmovilizado bruto de la retribución base.

La información presentada, tanto en relación con la información de auditoría de inversión como de inventario, además de haberse presentado fuera de plazo, adolecía de importantes errores, tanto de formato como de coherencia de la información que se requería en las correspondientes Resoluciones, lo cual ha producido que, a la fecha de emisión de este informe, no se esté en condiciones de poder dar una previsión de retribución para cada una de las empresas distribuidoras.

En este sentido, se ha de subrayar que, a fecha de emisión de este informe, se continúa con el proceso de carga, tratamiento de la información recibida y notificación de deficiencias de la información presentada por las empresas. A

continuación se muestra el estado de situación a 14 de diciembre de la información remitida por las empresas.

En relación con la información presentada por las empresas distribuidoras para dar cumplimiento a la Resolución de inventario de distribución (Resolución DGPEM 18 de abril de 2016), el resumen de la situación en la que se encuentran las empresas en el proceso de carga es el siguiente:

Estado de la información	Inventario de distribución (nº empresas)
Datos correctos	161
Detectados errores y parcialmente cargado	142
No procesable	4
No entrega nada	26
Total	333

A todas y cada una de ellas, se les ha notificado el estado en el que se encuentra la información presentada y se les ha concedido un periodo de subsanación de la información remitida.

En relación con la información presentada por las empresas distribuidoras para dar cumplimiento a la Resolución de auditoria de distribución (Resolución DGPEM 12 de mayo de 2016), el resumen de la situación en la que se encuentran las empresas en el proceso de carga es el siguiente:

Estado de la información	Auditoria de distribución (nº empresas)
Datos correctos	285
Detectados errores y parcialmente cargado	27
No procesable	3
No entrega nada	18
Total	333

Al igual que ocurre con la información entregada para la resolución de inventario, para todas y cada una de las últimas entregas realizadas por cada empresa, se les ha notificado el estado en el que se encuentra la información presentada y se les ha concedido un periodo de subsanación de la información remitida.

Asimismo, la metodología de cálculo de la retribución individualizada de las empresas de distribución de electricidad emplea determinada información que no es aportada por las empresas ni en la Resolución de inventario ni en la Resolución de auditoria de inversión, sino que se obtiene a través de la Circular

4/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad. De ella, para el cálculo de la retribución de distribución, principalmente se extrae la Información relativa al desarrollo de las tareas de lectura, la tasa de ocupación de la vía pública abonada por las empresas y el número de clientes activos que tienen las empresas distribuidoras.

En relación con la situación de la información presentada por las empresas distribuidoras para dar cumplimiento a la Circular 4/2015, el resumen de la situación en la que se encuentran las empresas en el proceso de carga es el siguiente:

Estado de la información	Circular 4/2015 (nº empresas)
Datos correctos	0
Detectados errores y parcialmente cargado	284
No procesable	30
No entrega nada	19
Total	333

En el caso de la Circular 4/2015, la información presentada aún está siendo procesada y, debido al elevado volumen de errores detectados, no ha sido posible comenzar el proceso de notificación de los mismos. Se ha iniciado el proceso de notificación de errores a partir del 15 de diciembre de 2016.

Por último es preciso señalar que la implementación del Real Decreto 1048/2013, estableciendo una metodología que diferencia e cálculo de la retribución distinguiendo entre las instalaciones incluidas en el año base instalaciones y aquellas cuya puesta en servicio es posterior a dicho año. Ha llevado a que se haya hecho preciso realizar tareas de adaptación en los sistemas de información para la comprobación de la información presentada, procesado de la misma y el desarrollo del nuevo proceso de cálculo individualizado por empresa. A fecha de hoy, si bien se está llevando a cabo importantes esfuerzos, no se dispone de las herramientas necesarias para realizar el cálculo.

- **Actualización de las previsiones de costes e ingresos para el cierre del año 2016**

En relación con el coste de transporte, el mismo es coincidente con la retribución del transporte aprobada en la Orden IET/981/2016, cantidad que incluye el incentivo a la disponibilidad.

En relación con el coste de distribución, el mismo se debería corresponder con el aprobado en la Orden IET/980/2016, cantidad que incluía los incentivos de

calidad y de detección de fraude, pero no el de pérdidas, considerando a su vez las resoluciones de la DGPEM por las que se autorizaba, a las empresas distribuidoras que lo habían solicitado, el periodo de adaptación al modelo retributivo del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, conforme a la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto.

Con fecha 15 de septiembre se remitió a la Secretaría de Estado de Energía la propuesta de la cuantía a percibir por cada empresa distribuidora sobre el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año, el mismo ascendía en conjunto a **-51.959** miles de €.

La cuantía de las cantidades correspondientes a los dos párrafos anteriores no coincide con el coste de distribución señalado en el apartado 1 del anexo I de la memoria sobre *“Actualización de las previsiones de los costes e ingresos para el cierre del año 2016”*; eso es así porque en la previsión dada en este anexo se contempla la opción más conservadora, que consiste en que todas las empresas cuya retribución disminuía de en 2016, hubieran solicitado el periodo de adaptación al modelo retributivo del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, conforme a la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto.

- **Previsiones de costes e ingresos para el año 2017**

En relación con el coste de transporte para 2017, el mismo difiere respecto al remitido en el *“Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017*, aprobado por la Sala el 25 de octubre de 2016 en 2.609 miles de €; ello es debido a que la Comisión utilizó en dicho informe las declaraciones de inventario a 31 de diciembre de 2015, en tanto en cuanto en la propuesta se ha considerado la inversión que se consideró en los planes de inversión 2015-2018, aprobados por resolución dictada por la DGPEM.

En relación con el coste previsto de distribución para el ejercicio 2017, el mismo se debería corresponder con el aprobado en la Orden IET/980/2016, considerando a su vez las resoluciones de la DGPEM por las que se autorizaba a las empresas distribuidoras, que así lo habían solicitado, el periodo de adaptación al modelo retributivo del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, añadiendo para el 2015, las inversiones que fueron aprobadas mediante Resolución en los planes de inversión de cada una de las empresas. Asimismo, a dicha cantidad se le han adicionado los incentivos de mejora de calidad, de detección de fraude y de reducción de pérdidas que han sido fijados para el ejercicio 2016.

El coste de distribución propuesto en el punto 2 del anexo I de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, es similar al aportado por esta Sala en el

reiterado “Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017”.

6.10. Disposición final primera. Modificación de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad

La Disposición final primera de la Propuesta de Orden modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. El artículo 11 de dicha la Orden establece en su redacción vigente que la exclusión del servicio durante un periodo de entrega conllevará la imposibilidad del proveedor de ser prestador del servicio durante el periodo de entrega siguiente a aquel en que se produjera el incumplimiento. La Propuesta de Orden modifica este artículo incluyendo dentro de este colectivo no solo a aquellos que han sido excluidos del servicio por algún incumplimiento sino también a aquellos que hayan solicitado no continuar prestando el servicio una vez que han resultado adjudicatarios en la subasta.

Esta Sala considera adecuada la modificación propuesta con el fin de hacer más vinculante el proceso de habilitación de los prestadores del servicio, y así dotar de una mayor firmeza la participación de las empresas habilitadas en las subastas por las que se asigna el servicio. En este sentido, cabe señalar que resulta muy relevante para el resultado de la subasta el número de bloques habilitados en el proceso, dado el efecto que tiene sobre la determinación de los bloques a subastar y, por su impacto en la aplicación de las reglas de finalización por falta de competencia.

Dada la importancia de garantizar la firmeza de los bloques habilitados, se propone completar la modificación propuesta incluyendo también, dentro del colectivo de proveedores que podrían perder la prestación del servicio durante el periodo siguiente, a aquellos que durante el proceso de la subasta deciden renunciar a seguir participando con sus bloques, evitando de esta forma resultar adjudicatarios. Al igual que en los casos anteriores (exclusión y desistimiento), la norma deberá contemplar que la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la participación de estos sujetos en el proceso de habilitación de las subastas en el periodo de entrega siguiente cuando la renuncia se hubiese producido por motivos debidamente justificados por el interesado.

Como medida adicional a la propuesta en el párrafo anterior, se propone que el proceso de habilitación que realice el Operador del Sistema contemple la comunicación a la CNMC de los casos en los que se detecten diferencias sustanciales entre la información de consumo histórico y previsto de los

proveedores que se habilitan para la temporada eléctrica siguiente, aportándose la información justificativa acerca de dicha variación.

7. Otras consideraciones

7.1. Balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos horarios

El Informe de previsiones sobre la demanda, ingresos y costes previstos para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 elaborado en respuesta a la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas incluye los balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos tarifarios correspondientes a los peajes de acceso de seis periodos agregado a partir de la información proporcionada por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Tras la fecha de remisión de la citada información a la DGPEM una empresa ha procedido a la modificación de los mismos, por lo que en el Anexo III del presente vuelve a dar traslado de la información recibida por la CNMC, agregada a partir de la información aportada por cada una de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

7.2. Derechos de acceso

Tal como esta Comisión ha puesto de manifiesto en el informe CNE 24/2013, los derechos de acceso deben ser entendidos como la contraprestación económica que perciben las empresas distribuidoras por los gastos en los que incurren por llevar a cabo todo el proceso administrativo de contratación de un nuevo suministro o ampliación de uno existente. Por este motivo dicha cuota, que en la actualidad está establecida en €/kW, debería ser revisada y adecuada a una cuota relacionada con realizar un apunte administrativo en €/actuación.

7.3. Erratas

A continuación se señalan las erratas detectadas en el texto de la propuesta de Orden y en la Memoria que le acompaña.

- El artículo 1 párrafo b) en lugar de “*Las anualidades del desajuste de ingresos para 2016...*” debería recoger “*Las anualidades del desajuste de ingresos para 2017...*”
- En el título y en el punto 1 de la Disposición transitoria primera se debe sustituir la referencia a 2016 por 2017.
- En el título y en el punto 1 de la Disposición transitoria segunda se debe sustituir la referencia a 2016 por 2017.

- El punto 3 del epígrafe 2 del apartado A) de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden en lugar de “3. *Determinar las anualidades del desajuste de ingresos para 2016...*” debería recoger “3. *Determinar las anualidades del desajuste de ingresos para 2017...*”
- El párrafo cuarto del Capítulo II del epígrafe 1 del apartado B) de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden en lugar de “*En el artículo 5 se fijan las cuantías correspondientes a las anualidades del desajuste de ingresos previstas para 2016, de conformidad...*” debería recoger “*En el artículo 5 se fijan las cuantías correspondientes a las anualidades del desajuste de ingresos previstas para 2017, de conformidad...*”
- En el Anexo II de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden relativo a la estructura de demanda en consumidor final prevista para el año 2017 se incluye consumo en el periodo 3 de los peajes 2.0 DHA y 2.1 DHA.

ACUERDA

ÚNICO.- Informar la “*Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017*”, sin perjuicio de las consideraciones efectuadas en el presente informe.

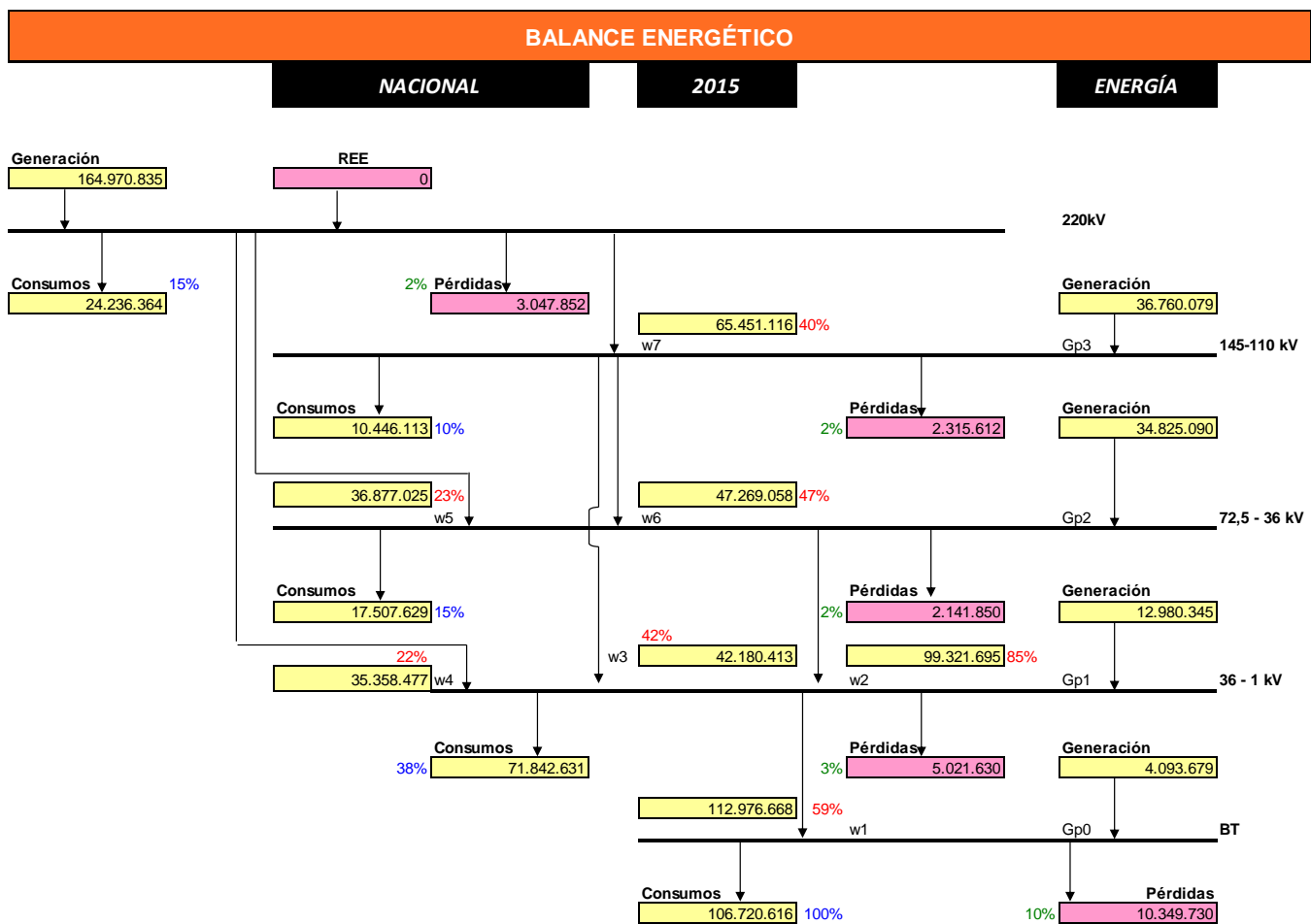
Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Secretaría de Estado de Energía.

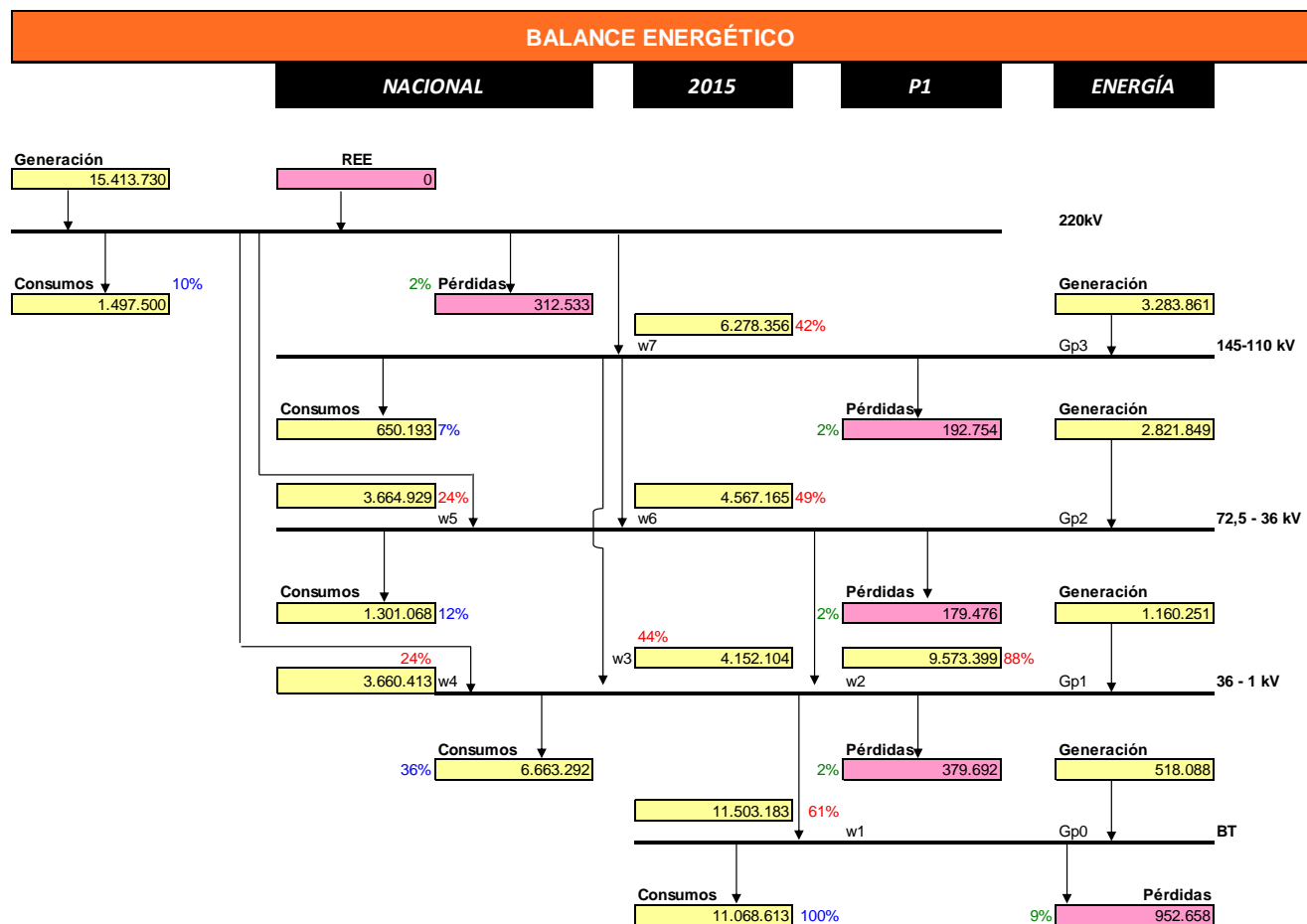
**ANEXO I. INFORME DE RESPUESTA A LA
SOLICITUD DE DATOS POR PARTE DE LA
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA
ENERGÉTICA Y MINAS PARA LA ELABORACIÓN
DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y COSTES DEL
SISTEMA ELÉCTRICO PARA EL CIERRE DE 2016
Y 2017**

**ANEXO II. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL
MERCADO PARA 2017
(CONFIDENCIAL)**

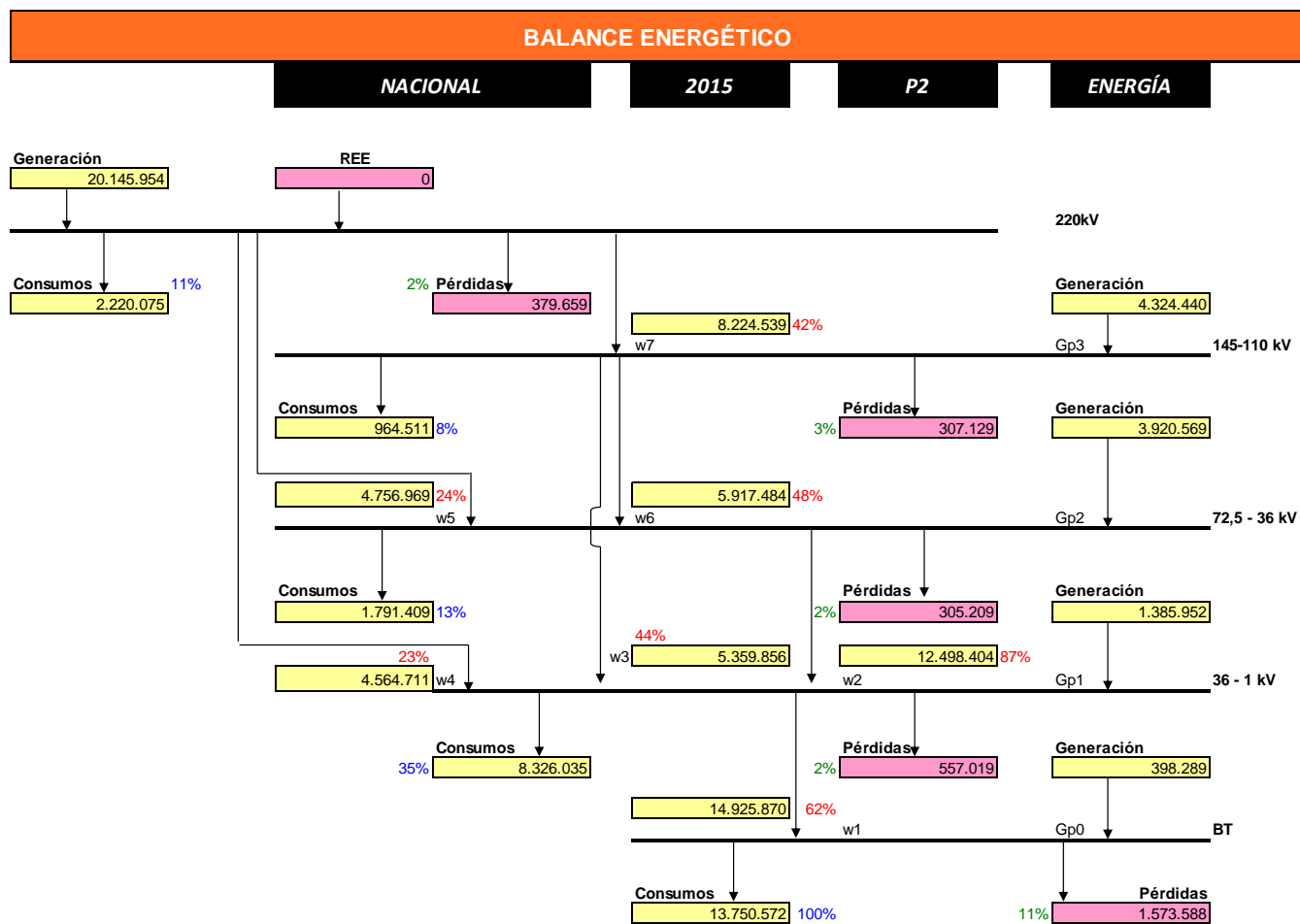
**ANEXO III. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL
SISTEMA PARA 2017
(CONFIDENCIAL)**

ANEXO IV. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2015

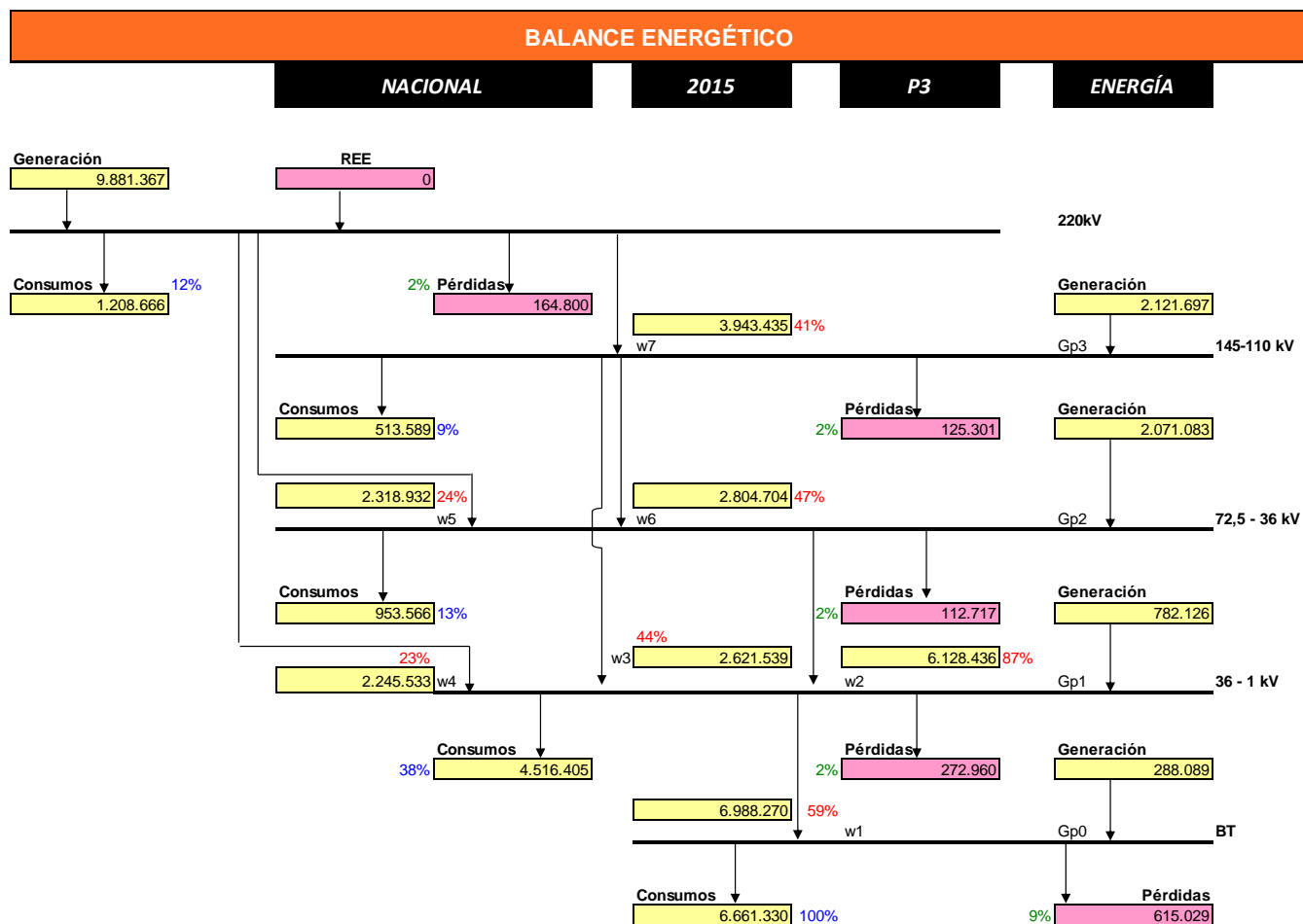


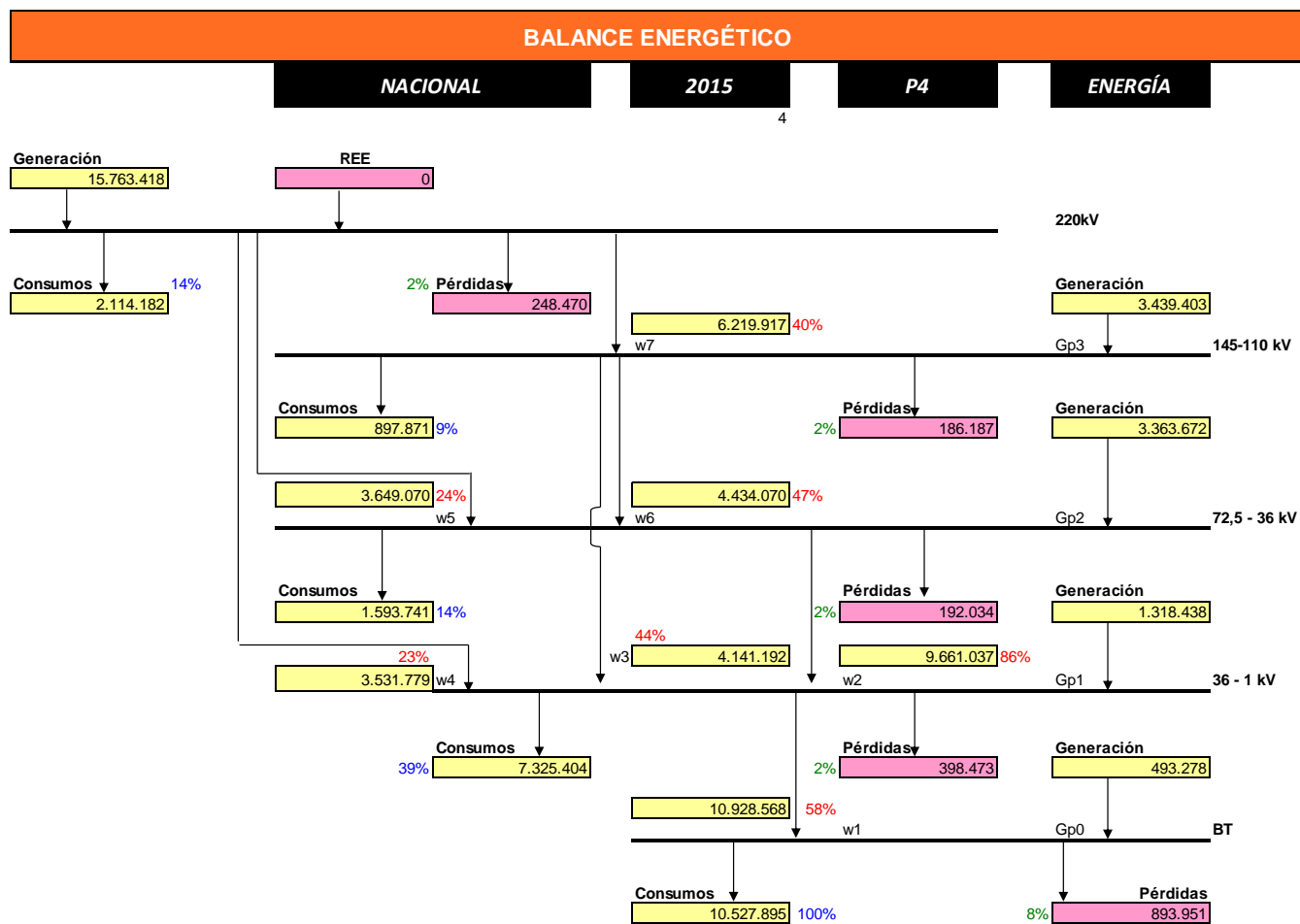


(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

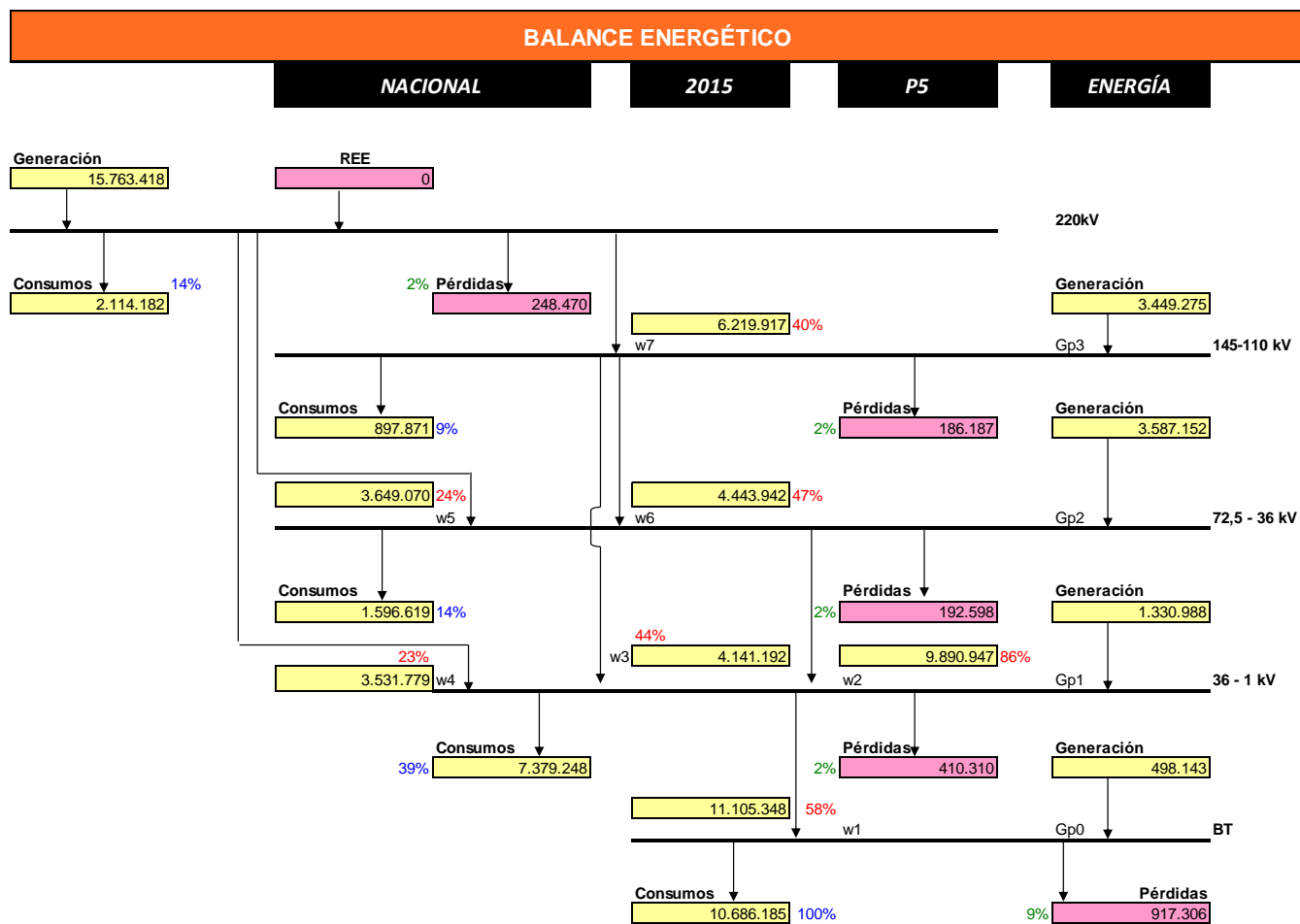


(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

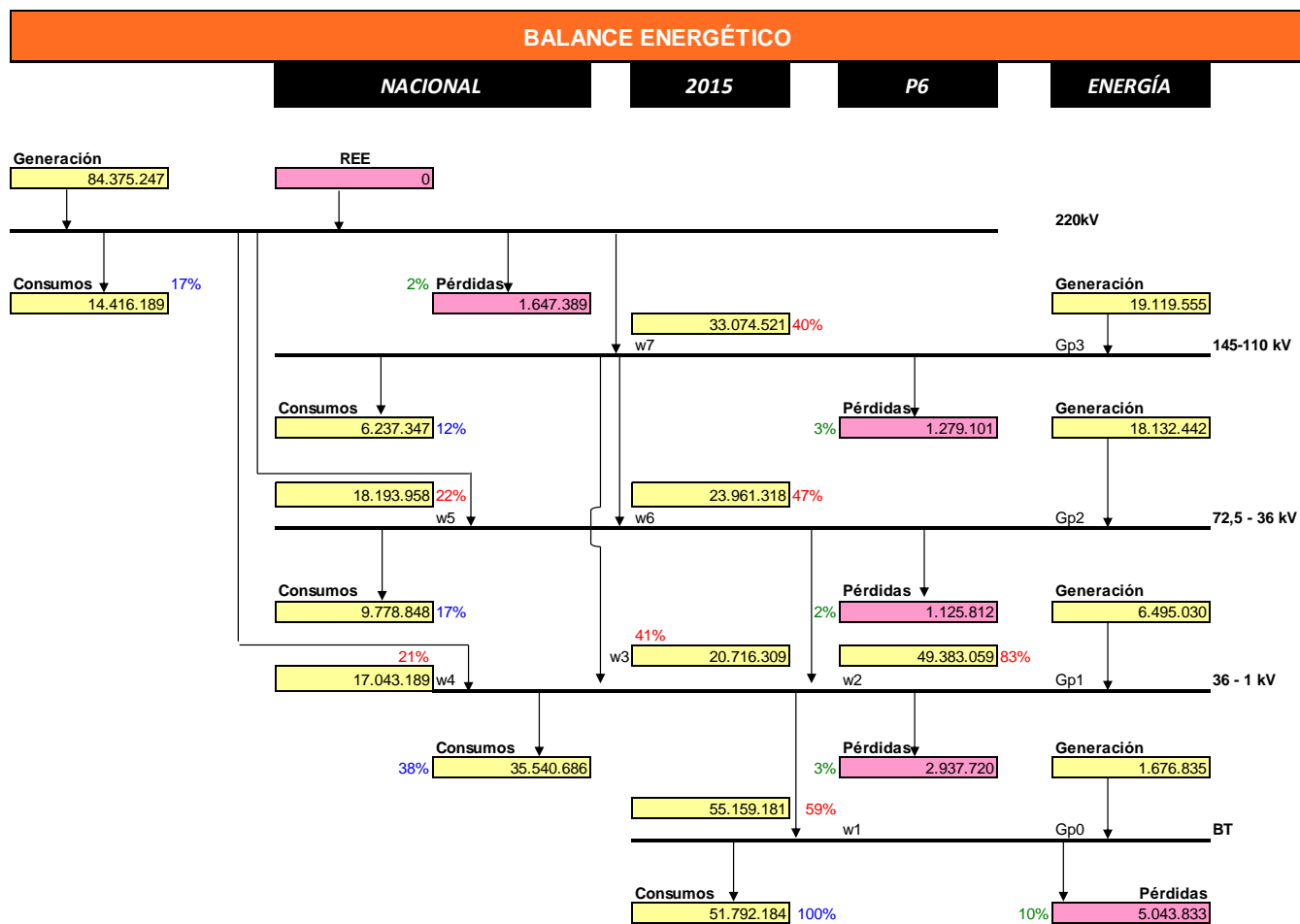


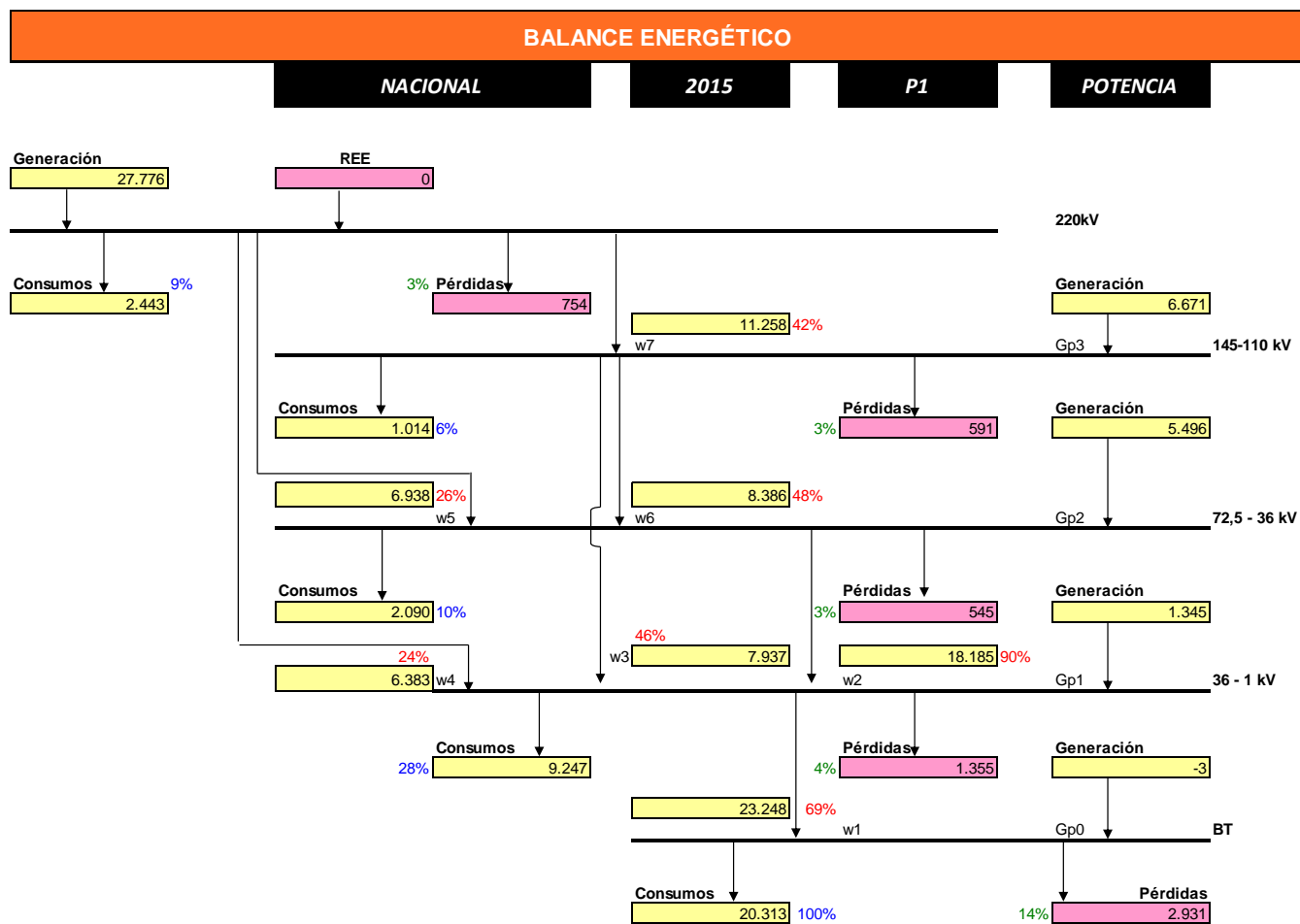


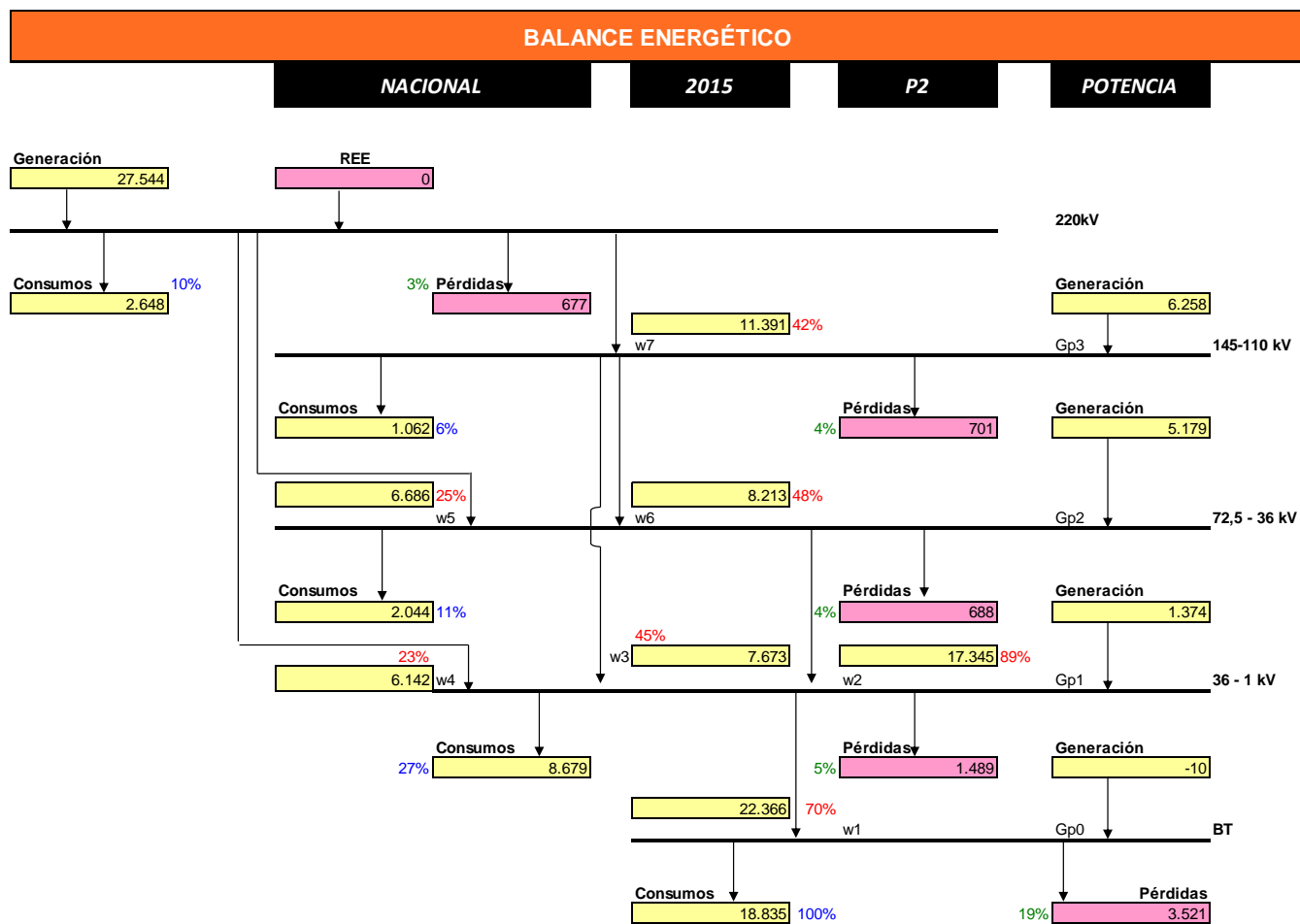
(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

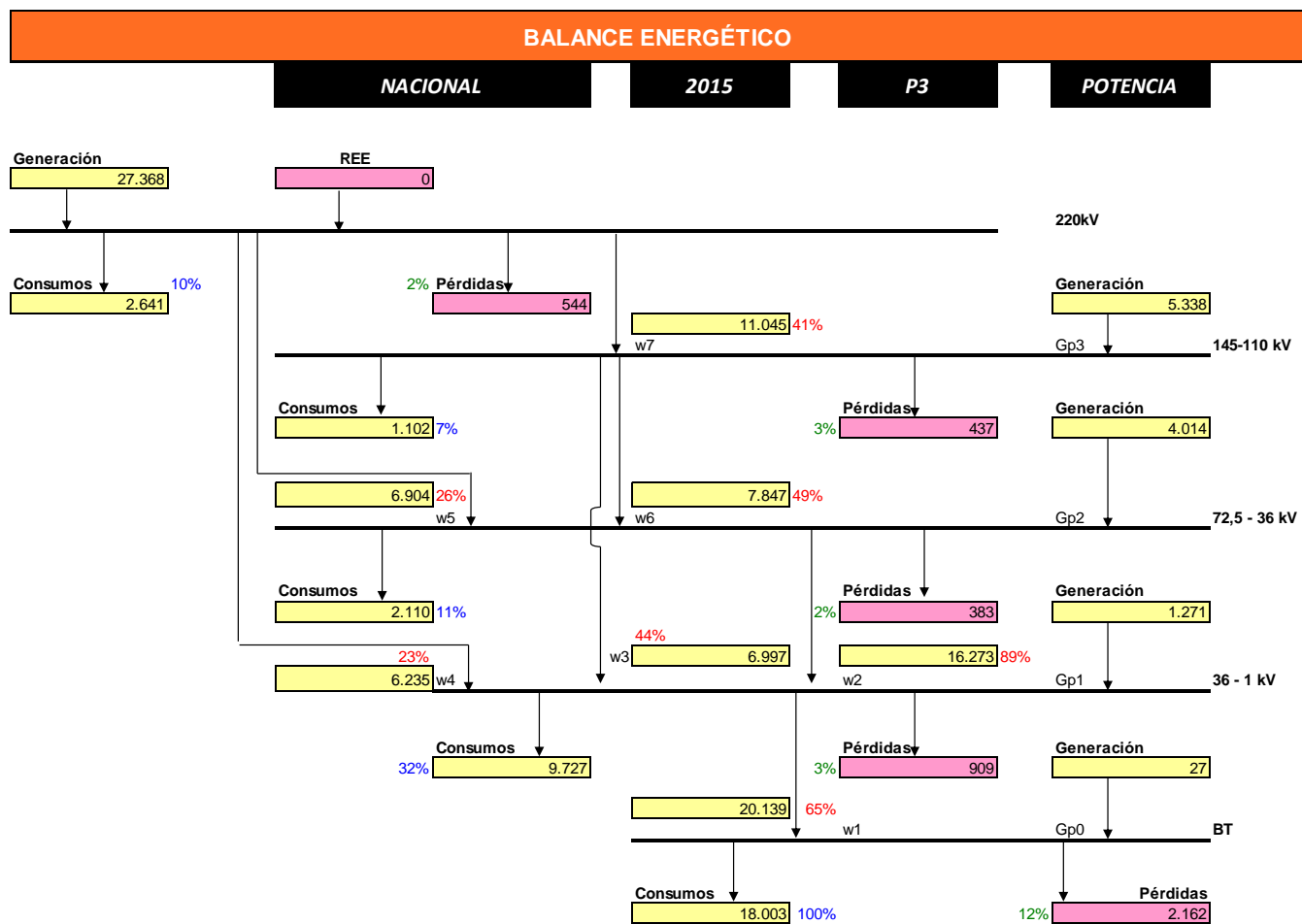


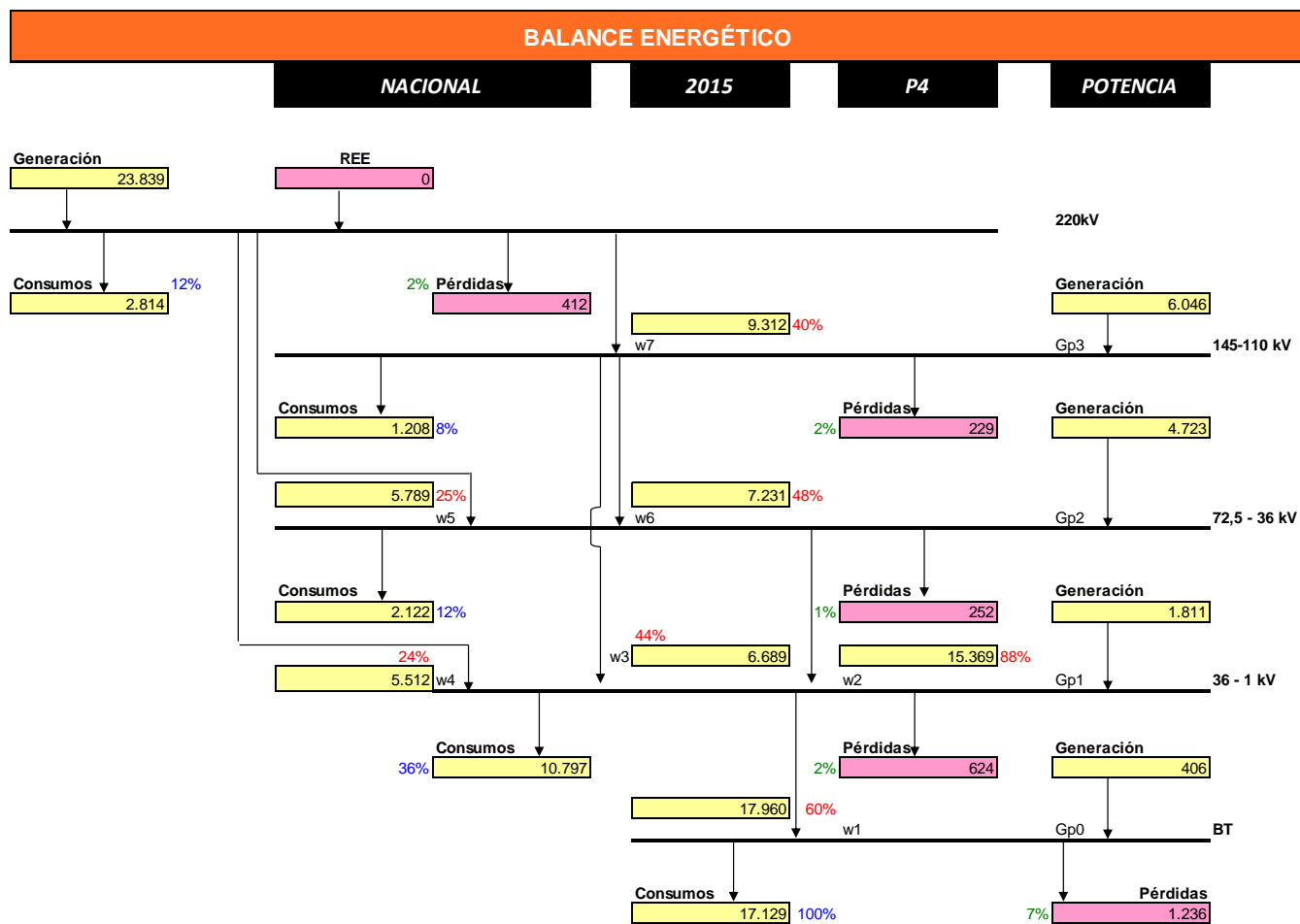
(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

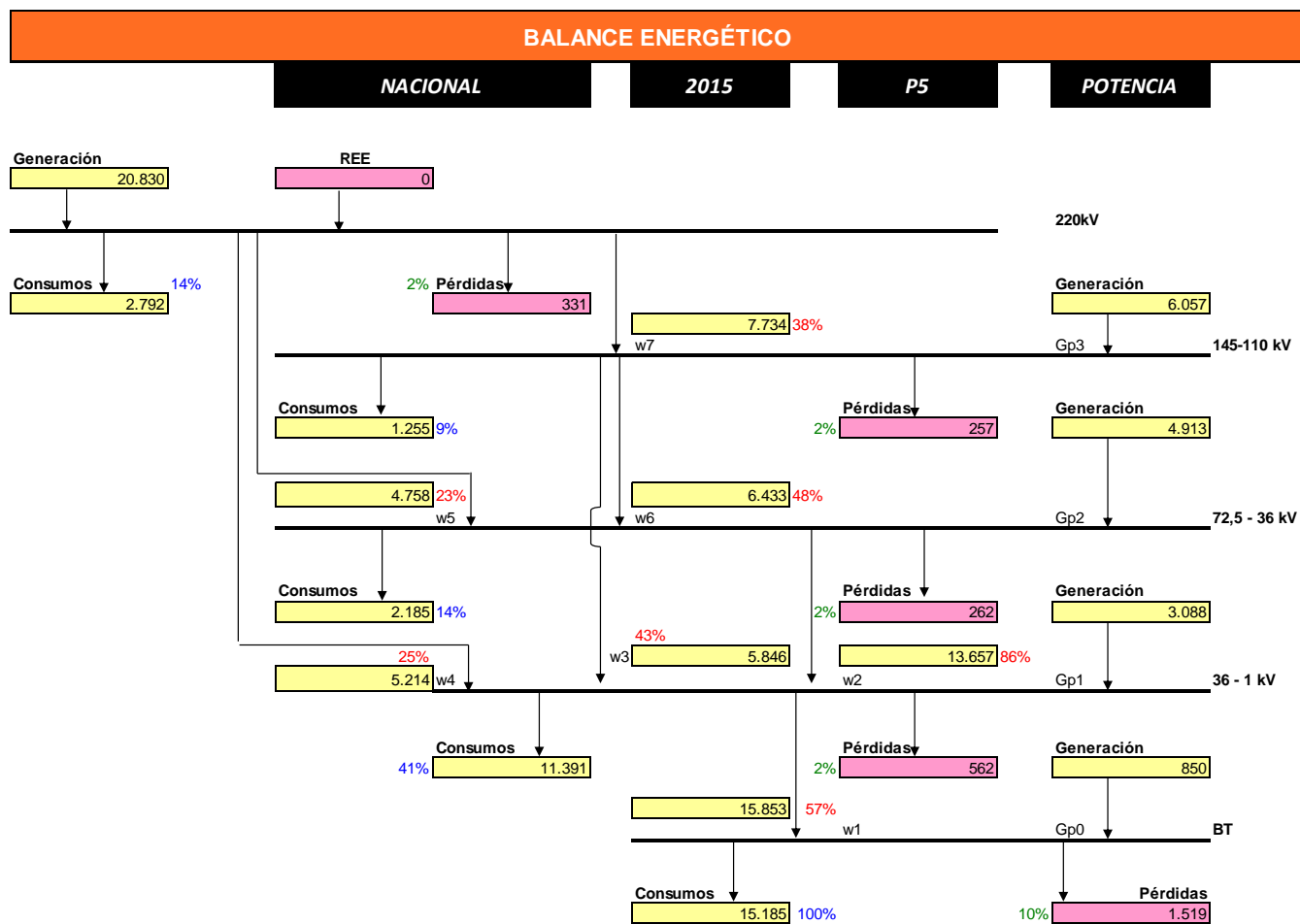


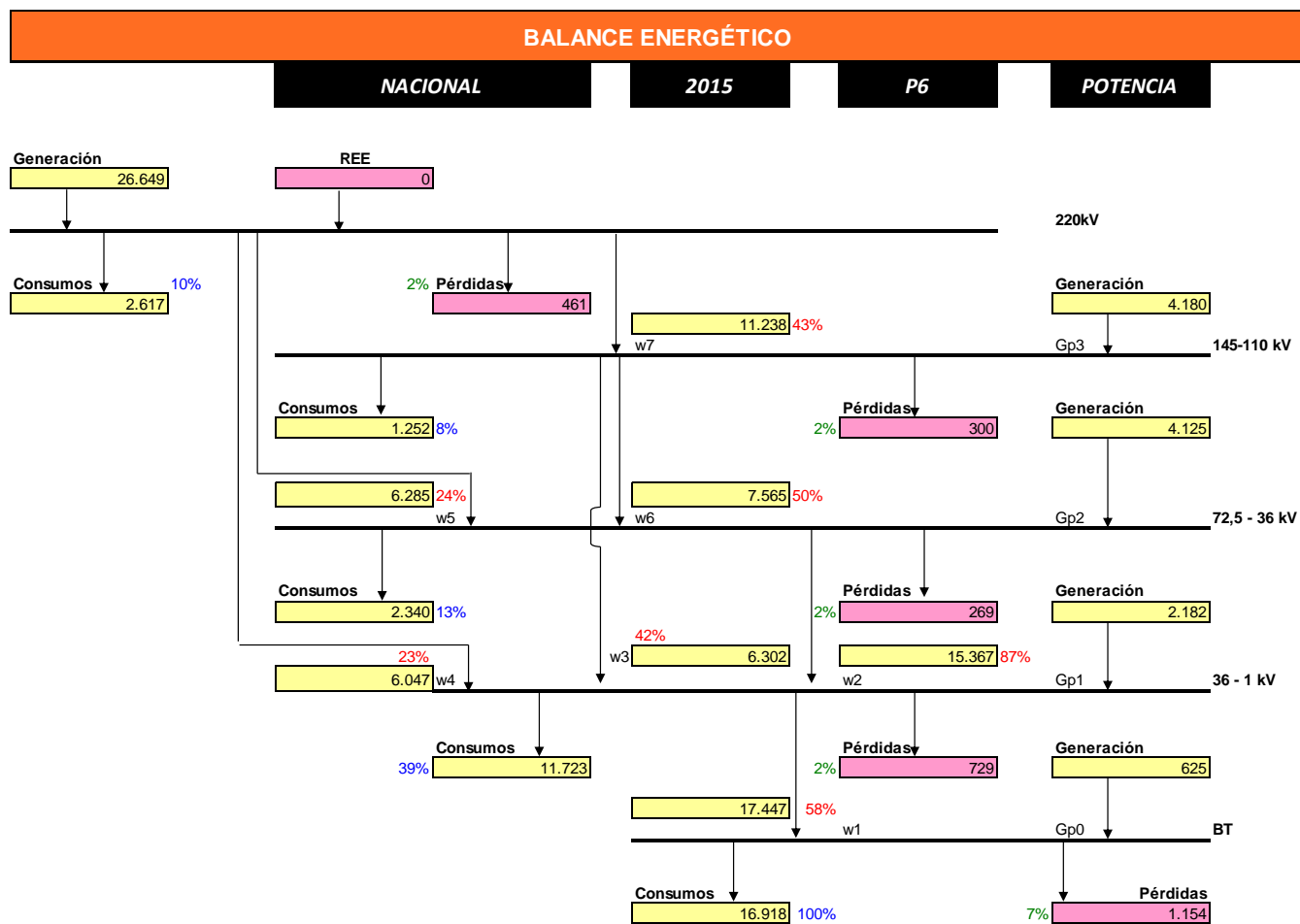












ANEXO V. ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

CONFIDENCIAL

