

## INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA 2019

### SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Expediente nº: IPN/CNMC/037/18

#### Presidenta

D<sup>a</sup> María Fernández Pérez

#### Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz  
D. Mariano Bacigalupo Saggese  
D. Bernardo Lorenzo Almendros  
D. Xabier Ormaetxea Garai

#### Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 18 de diciembre de 2018

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 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 2019*”:

### 1. Antecedentes

Con fecha 13 de septiembre de 2018 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 2018 y 2019, de conformidad con el artículo 7 de la Ley 3/2013. Dicho informe fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su reunión de 23 de octubre de 2018<sup>1</sup> (en adelante, Informe de previsiones).

El 7 de diciembre de 2018 se recibió en la CNMC la “*Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019*” junto con la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN) para que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, se emita informe con carácter urgente. Dichos documentos fueron

---

<sup>1</sup> Ver Anexo IV

remitidos para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el día 7 de diciembre de 2018<sup>2</sup>.

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 la 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 Ministerio para la Transición Ecológica, 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.

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 Sala 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.

No obstante, la disposición transitoria decimocuarta de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, determina que hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16 de dicha Ley, las cantidades que deberán satisfacer los consumidores para cubrir los costes del sistema serán

---

<sup>2</sup> En el Anexo IV del presente informe se adjuntan (en formato CD) las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (en adelante CCE).

fijadas por el titular del actual Ministerio para la Transición Ecológica, 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.

La estructura de peajes de acceso vigente está definida en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se aprueban las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica y en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

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.

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 Transición Energética (MITECO), antes del 1 de octubre de cada año, sendos informes con las propuestas de retribución para el año siguiente de ambas actividades.

En el Informe de previsiones para el ejercicio 2019 remitido por esta Sala al MITECO el pasado 23 de octubre de 2018 se estimó la retribución de las actividades del transporte y distribución para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 partiendo del informe relativo al denominado *“Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2019. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1047/2013”*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 23 de octubre de 2018, y la *“Propuesta provisional de retribución a reconocer a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2018”*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 28 de junio de 2018, y evolucionándola a 2019 teniendo la última información disponible.

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.

Adicionalmente, la Orden TEC/1174/2018, de 8 de noviembre, establece los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines aprobadas por la Orden IET/1045/2014 y se actualizan para el semiperíodo 2017-2019.

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 genera 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 Transición Ecológica 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.

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, establece en el título VII la metodología para el cálculo y la actualización de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a introducir en el precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica.

Adicionalmente, en la propuesta de Orden se deroga parcialmente la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo

a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre.

Finalmente, el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores incorpora una serie de medidas con impacto en el ejercicio tarifario 2019:

- a) Exonera del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica a la electricidad producida e incorporada al sistema eléctrico durante el último trimestre del año 2018 y el primero de 2019
- b) Modifica la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, para introducir una exención en el Impuesto sobre Hidrocarburos para los productos energéticos destinados a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas.
- c) Modifica el Real Decreto 1164/2001, por el que se aprueban las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica con objeto de eliminar el peaje 6.1 B.
- d) Deroga el articulado y anexos relativos a los cargos establecidos en 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.
- e) Establece la posibilidad de ampliar el crédito de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero hasta 750 M€
- f) Regula el destino del superávit del Sector Eléctrico, pudiéndose aplicar para cubrir los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema de los años 2018 y 2019.

### 3. Descripción de la propuesta normativa

La propuesta de orden consta de una exposición de motivos, siete artículos, una disposición adicional, cuatro disposiciones transitorias, una disposición derogatoria y una disposición final.

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

Los **artículos 2 y 3** establecen los precios regulados vigentes para el ejercicio 2019. En particular, el artículo 2 determina los peajes de acceso y el artículo 3 fija los precios para la financiación de los pagos de capacidad.

Los **artículos 4 a 6** establecen la retribución de las actividades reguladas para el ejercicio 2019. El artículo 4 concierne a las anualidades del desajuste de ingresos para 2019 y la legislación aplicable. El artículo 5 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 6, por su parte, concierne al extracoste de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.

El artículo 7 establece que en virtud de la Disposición adicional primera del Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, se destinará un importe procedente del superávit de ingresos del sistema eléctrico para cubrir el desajuste temporal entre ingresos y costes del sistema que pudieran surgir en el año 2018 y 2019.

La **disposición adicional** establece los porcentajes a aplicar a efectos de la información sobre el destino del importe en la factura.

En las **cuatro disposiciones transitorias** se establecen la retribución del Operador del Mercado y del Operador del Sistema para el ejercicio 2019, así como los correspondientes precios que deben aplicar ambos agentes a los productores, comercializadores y consumidores directos. 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 2019. Por último, en la disposición transitoria cuarta se prorrogan los términos fijos y variables del coste de comercialización a incluir en el precio voluntario para el pequeño consumidor publicados en la Orden ETU/1948/2016, en tanto no se fijen los valores correspondientes al periodo 2019-2021, conforme al artículo 26 del Real Decreto Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

En la **disposición derogatoria** se derogan los artículos primero a noveno y las disposiciones: adicional primera y transitorias primera y segunda de la Orden ITC/3127/2011 y cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la orden.

Por último, en la **disposición final** se recoge la entrada en vigor de la orden.

#### 4. Consideración previa

Esta Comisión insiste en la urgente necesidad, puesta de manifiesto en sucesivos informes, de proceder a aprobar las modificaciones legislativas necesarias para adecuar las competencias de la CNMC a las contenidas en las Directivas y los Reglamentos de desarrollo y a las que tienen el resto de reguladores europeos, poniendo fin de esta manera al procedimiento abierto contra el Reino de España por la incorrecta transposición al ordenamiento español de las Directivas 2009/72/EC y 2009/73/EC.

En línea con lo anterior, cabe señalar que, en materia de peajes, el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas establece de forma clara la competencia tarifaria de las Autoridades Nacionales de Regulación. Asimismo, el Paquete de Energía Limpia contempla un futuro 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.

## 5. Consideraciones generales

### 5.1. 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 2018 y 2019**, 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 (véase Anexo I).

Se observa que la demanda en b.c. prevista para el cierre del ejercicio en la propuesta de Orden (271.422 GWh) es superior (161 GWh) a la prevista por el operador del sistema (271.261) e inferior (-517 GWh) a la prevista por la CNMC (271.939 GWh). Asimismo, la demanda en b.c. prevista para 2019 (275.160 GWh) es superior (536 GWh) a la prevista por el operador del sistema (274.624 GWh) y similar (-48 GWh) a la prevista por la CNMC (275.208 GWh).

Por otra parte, la demanda en consumo prevista para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 en la propuesta de Orden son inferiores a las previstas tanto por la CNMC (inferiores en -566 GWh y -196 GWh para el cierre del 2018 y 2019, respectivamente) como por las empresas (inferiores en -790 GWh y -918 GWh para el cierre del 2018 y 2019, respectivamente).

**Cuadro 1. Previsiones para el cierre de 2018 y 2019 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**

	2017	Previsión de cierre 2018	% variación 2018 sobre 2017	Previsión 2019	% variación 2019 sobre 2018
<b>Demanda b.c.</b>	<b>267.866</b>				
Propuesta de Orden		271.422	1,3%	275.160	1,4%
Operador del Sistema (1)		271.261	1,3%	274.624	1,2%
Empresas distribuidoras		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Previsión CNMC		271.939	1,5%	275.208	1,2%
<b>Demanda en consumidor final</b>	<b>242.094</b>				
Propuesta de Orden		245.208	1,3%	248.533	1,4%
Operador del Sistema		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Empresas distribuidoras		245.998	1,6%	249.451	1,4%
Previsión CNMC		245.774	1,5%	248.729	1,2%
<b>Pérdidas implícitas</b>	<b>10,6%</b>				
Propuesta de Orden		10,7%		10,7%	0,2%
Operador del Sistema		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Empresas distribuidoras		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Previsión CNMC		10,6%		10,6%	0,0%

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

(1) Escenario central

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no proporciona información sobre las variables de facturación previstas para el cierre del ejercicio 2018, por lo que no es posible su valoración.

Respecto de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2019, en el Cuadro 2 se comparan las de la propuesta de Orden y las de la CNMC. Se observa que, en términos agregados, el número de clientes y el consumo previsto para 2019 en la propuesta de Orden es similar al previsto por la CNMC, mientras que la potencia facturada<sup>3</sup> implícita en el escenario de la propuesta de Orden es inferior a la que resulta de la previsión de la CNMC, motivado fundamentalmente por la menor potencia contratada de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, como consecuencia del Real Decreto-Ley 15/2018

Las diferencias más relevantes por grupo tarifario se concentran en los peajes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW y en el peaje 6.2. En particular, según el escenario de previsión de la propuesta de Orden se espera un movimiento de consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW a tarifas con discriminación horaria nocturna, acompañado por un ajuste de la potencia contratada por los mismos, mayor que en el escenario previsto por la CNMC. Por otra parte, según el escenario de previsión de la propuesta de Orden no se espera un movimiento de los consumidores conectados en redes de tensión comprendida entre 30 y 36 kV con potencia contratada inferior a 450 kW al peaje

<sup>3</sup> La potencia facturada se calcula como el cociente entre la facturación del término de potencia y la suma de las potencias contratadas por periodo horario.

6.2, al contrario de lo previsto por la CNMC con ocasión de la remisión del escenario de ingresos y costes.

**Cuadro 2. Previsiones para 2018 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 MITECO 2019 (A)			Previsión CNMC 2019 (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
<b>Baja Tensión</b>	<b>29.380.711</b>	<b>140.795</b>	<b>116.999</b>	<b>29.435.125</b>	<b>144.040</b>	<b>116.137</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-2,3%</b>	<b>0,7%</b>
<b>Pc (1) ≤ 10 kW</b>	<b>27.782.588</b>	<b>110.315</b>	<b>71.233</b>	<b>27.833.007</b>	<b>113.824</b>	<b>70.587</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>0,9%</b>
2.0 A	20.068.263	77.573	46.376	22.222.763	87.789	50.731	-9,7%	-11,6%	-8,6%
2.0 DHA	7.707.329	32.709	24.813	5.603.211	26.000	19.812	37,6%	25,8%	25,2%
2.0 DHS	6.996	34	44	7.032	35	44	-0,5%	-4,0%	0,2%
<b>10 kW &lt; Pc ≤ 15 kW</b>	<b>826.697</b>	<b>10.133</b>	<b>8.664</b>	<b>828.484</b>	<b>10.203</b>	<b>8.599</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>0,8%</b>
2.1 A	511.094	6.310	4.377	566.770	6.981	4.809	-9,8%	-9,6%	-9,0%
2.1 DHA	314.749	3.784	4.274	260.860	3.183	3.777	20,7%	18,9%	13,2%
2.1 DHS	854	38	13	854	38	13	0,0%	-0,4%	-0,6%
<b>Pc &gt; 15 kW (3.0 A)</b>	<b>771.426</b>	<b>20.347</b>	<b>37.102</b>	<b>773.635</b>	<b>20.012</b>	<b>36.951</b>	<b>-0,3%</b>	<b>1,7%</b>	<b>0,4%</b>
<b>Alta tensión</b>	<b>112.465</b>	<b>28.778</b>	<b>131.534</b>	<b>112.550</b>	<b>28.632</b>	<b>132.592</b>	<b>-0,1%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-0,8%</b>
3.1 A	88.758	6.147	15.933	88.032	5.960	15.707	0,8%	3,1%	1,4%
6.1 A	19.769	12.141	55.480	19.792	12.067	55.953	-0,1%	0,6%	-0,8%
6.2 (30-36 kV)	1.222	1.217	5.247	2.013	1.312	5.479	-39,3%	-7,2%	-4,2%
6.2 (36-72,5 kV)	1.631	3.165	18.124	1.624	3.227	18.315	0,5%	-1,9%	-1,0%
6.3	425	1.804	11.144	430	1.803	11.361	-1,1%	0,0%	-1,9%
6.4 (2)	660	4.305	25.607	660	4.263	25.777	0,0%	1,0%	-0,7%
<b>Total</b>	<b>29.493.176</b>	<b>169.572</b>	<b>248.533</b>	<b>29.547.675</b>	<b>172.672</b>	<b>248.729</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-0,1%</b>

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

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

En el Cuadro 3 se compara el consumo y las potencias contratadas por periodo horario previstas para 2019 en la propuesta de Orden, de acuerdo con la Memoria que la 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 2019. 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 por la CNMC.

Respecto de la previsión de potencias contratadas por periodo horario de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y los consumidores conectados en alta tensión, 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 potencia contratada por los consumidores acogidos al peaje 6.2 y el periodo 1 del peaje 6.3.

Respecto de la previsión de consumo por periodo horario de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW, cabe señalar el mayor incremento esperado en el periodo de punta. Respecto de la previsión de consumo por periodo horario de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y los consumidores conectados en alta tensión, se observa que, el consumo por periodo horario de la propuesta de Orden es inferior al previsto por la CNMC en todos los peajes,

con la excepción de los consumidores acogidos al peaje 3.1 A y el periodo 5 de los peajes 6.1 A, 6.2 y 6.3.

**Cuadro 3. Previsión de demanda en consumo para 2018 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 (GW/h)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>140.019</b>	<b>20.743</b>	<b>21.692</b>				<b>70.023</b>	<b>38.082</b>	<b>8.894</b>				<b>116.999</b>
2.0 A	77.573						46.376						46.376
2.0 A DHA	32.709						10.186	14.628					24.813
2.0 A DHS	34						15	13	17				44
2.1 A	6.310						4.377						4.377
2.1 A DHA	3.784						1.568	2.706					4.274
2.1 A DHS	38						5	4	4				13
3.0 A	19.571	20.743	21.692				7.496	20.732	8.874				37.102
<b>Alta tensión</b>	<b>26.889</b>	<b>28.316</b>	<b>30.150</b>	<b>22.655</b>	<b>22.970</b>	<b>31.152</b>	<b>12.063</b>	<b>18.201</b>	<b>12.796</b>		<b>10.791</b>	<b>14.618</b>	<b>63.064</b>
3.1 A	5.755	6.402	7.814				3.171	6.455	6.307				15.933
6.1 A	11.568	11.759	11.901	11.995	12.128	17.584	4.910	6.129	3.398	5.530	7.391	28.121	55.480
6.2 (30-36 kV)	1.143	1.202	1.207	1.218	1.231	1.692	457	613	334	547	777	2.520	5.247
6.2 (36-72,5 kV)	3.018	3.104	3.153	3.173	3.188	4.180	1.328	1.759	968	1.615	2.202	10.251	18.124
6.3	1.642	1.810	1.823	1.886	1.923	2.267	681	988	562	957	1.317	6.637	11.144
6.4 (1)	3.763	4.038	4.253	4.383	4.500	5.429	1.516	2.257	1.227	2.141	2.930	15.535	25.607
<b>Total</b>	<b>166.908</b>	<b>49.059</b>	<b>51.942</b>	<b>22.655</b>	<b>22.970</b>	<b>31.152</b>	<b>82.086</b>	<b>56.284</b>	<b>21.691</b>	<b>10.791</b>	<b>14.618</b>	<b>63.064</b>	<b>248.533</b>

**A) Previsión de la CNMC**

Grupo tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumido por periodo horario (GW/h)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>143.286</b>	<b>20.403</b>	<b>21.311</b>				<b>72.103</b>	<b>35.163</b>	<b>8.871</b>				<b>116.137</b>
2.0 A	87.789						50.731						50.731
2.0 A DHA	26.000						7.715	12.097					19.812
2.0 A DHS	35						15	13	17				44
2.1 A	6.981						4.809						4.809
2.1 A DHA	3.183						1.351	2.426					3.777
2.1 A DHS	38						5	4	4				13
3.0 A	19.259	20.403	21.311				7.478	20.623	8.850				36.951
<b>Alta tensión</b>	<b>26.750</b>	<b>28.135</b>	<b>29.957</b>	<b>22.654</b>	<b>22.982</b>	<b>31.508</b>	<b>12.095</b>	<b>18.209</b>	<b>12.925</b>	<b>11.143</b>	<b>14.582</b>	<b>63.638</b>	<b>132.592</b>
3.1 A	5.570	6.213	7.616				3.119	6.368	6.219				15.707
6.1 A	11.494	11.685	11.819	11.911	12.049	17.573	4.930	6.145	3.503	5.699	7.356	28.320	55.953
6.2 (30-36 kV)	1.226	1.284	1.289	1.296	1.310	1.999	470	629	366	602	771	2.640	5.479
6.2 (36-72,5 kV)	3.075	3.159	3.213	3.235	3.253	4.303	1.345	1.778	998	1.667	2.170	10.357	18.315
6.3	1.661	1.798	1.809	1.873	1.915	2.252	700	1.013	581	992	1.316	6.757	11.361
6.4 (1)	3.724	3.996	4.211	4.340	4.456	5.380	1.530	2.275	1.258	2.183	2.967	15.563	25.777
<b>Total</b>	<b>170.036</b>	<b>48.538</b>	<b>51.268</b>	<b>22.654</b>	<b>22.982</b>	<b>31.508</b>	<b>84.198</b>	<b>53.372</b>	<b>21.796</b>	<b>11.143</b>	<b>14.582</b>	<b>63.638</b>	<b>248.729</b>

**% variación propuesta OM sobre CNMC**

Grupo tarifario	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido por periodo horario						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>-2,3%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,8%</b>				<b>-2,9%</b>	<b>8,3%</b>	<b>0,3%</b>				<b>0,7%</b>
2.0 A	-11,6%						-8,6%						-8,6%
2.0 A DHA	25,8%						32,0%	20,9%					25,2%
2.0 A DHS	-4,0%						0,5%	-0,5%	0,6%				0,2%
2.1 A	-9,6%						-9,0%						-9,0%
2.1 A DHA	18,9%						16,1%	11,5%					13,2%
2.1 A DHS	-0,4%						0,4%	0,8%	-3,2%				13,2%
3.0 A	1,6%	1,7%	1,8%				0,2%	0,5%	0,3%				-0,6%
<b>Alta tensión</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-3,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>-0,8%</b>
3.1 A	3,3%	3,0%	2,6%				1,7%	1,4%	1,4%				1,4%
6.1 A	0,6%	0,6%	0,7%	0,7%	0,7%	0,1%	-0,4%	-0,3%	-3,0%	-3,0%	0,5%	-0,7%	-0,8%
6.2 (30-36 kV)	-6,7%	-6,4%	-6,3%	-6,0%	-6,0%	-15,4%	-2,9%	-2,6%	-8,7%	-9,2%	0,7%	-4,5%	-4,2%
6.2 (36-72,5 kV)	-1,9%	-1,7%	-1,9%	-1,9%	-2,0%	-2,9%	-1,3%	-1,1%	-3,0%	-3,1%	1,5%	-1,0%	-1,0%
6.3	-1,1%	0,7%	0,7%	0,7%	0,4%	0,6%	-2,7%	-2,5%	-3,2%	-3,5%	0,1%	-1,8%	-1,9%
6.4 (1)	1,0%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	-0,8%	-2,5%	-1,9%	-1,3%	-1,3%	-0,2%	-0,7%
<b>Total</b>	<b>-1,8%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-2,5%</b>	<b>5,5%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-3,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>-0,1%</b>

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

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Por último, se señala que el cierre de las instalaciones de ALCOA en A Coruña y Avilés supondrían una reducción demanda en consumo para el ejercicio 2019 estimada en 1.225 GWh.

## 5.2. Sobre la previsión de ingresos

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden los **ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2018** ascienden a 17.700 M€, cifra 395 M€ inferior a la prevista para el ejercicio en la Orden ETU/1283/2017 (18.095 M€). Esta diferencia está motivada, por una parte, por los menores ingresos procedentes de la facturación por peajes de acceso a consumidores y, por otra parte, por los menores ingresos externos a peajes.

**Cuadro 4. Previsión de ingresos para el cierre de 2018 según la Orden ETU/1282/2017 y según propuesta de Orden**

Ingresos de regulados (miles €)	Orden ETU/1282/2017 [ 1 ]	Previsión propuesta OM cierre 2018 [ 2 ]	Diferencia [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>Ingresos por peajes de acceso (A)</b>	<b>14.002.943</b>	<b>13.858.531</b>	<b>- 144.412</b>	<b>-1,0%</b>
Ingresos por peajes de consumidores	13.383.067	13.268.751	- 114.316	-0,9%
Fact. Reactiva y exceso de potencia	293.176	277.538	- 15.638	-5,3%
Ingresos por cargos autoconsumo		721	721	
Ingresos por peajes a generadores	131.000	130.114	- 886	-0,7%
Ingresos por fraude	17.000	11.461	- 5.539	-32,6%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	12.000	10.746	- 1.254	-10,5%
Ingresos de conexiones internacionales	166.700	159.200	- 7.500	-4,5%
<b>Ingresos pagos por capacidad (B)</b>	<b>682.550</b>	<b>687.283</b>	<b>4.733</b>	<b>0,7%</b>
<b>Ingresos externos a peajes (C)</b>	<b>3.409.463</b>	<b>3.154.684</b>	<b>- 254.779</b>	<b>-7,5%</b>
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.959.463	2.394.506	- 564.957	-19,1%
Ingresos subastas CO2	450.000	750.000	300.000	66,7%
Compensación eliminación peaje 6.1 B		10.178	10.178	
<b>Total ingresos regulados (A) + (B) + (C)</b>	<b>18.094.956</b>	<b>17.700.498</b>	<b>- 394.458</b>	<b>-2,2%</b>

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Respecto de los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2018 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. No obstante, se señala que estos ingresos son similares a los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio 2018 (véase Anexo I)
- Los ingresos procedentes de la facturación por energía reactiva y exceso de potencia son similares a los previstos por la CNMC (276.541 miles de €) en el caso de no considerar la modificación introducida por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores al Real Decreto 1164/2001, de 26 de

octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

- Los ingresos por fraude y los ingresos por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 2016/2014 se corresponden con los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio.
- Los ingresos procedentes de los pagos por capacidad son similares a los previstos por la CNMC (683.735 miles €).
- Los ingresos externos a peajes son inferiores en 255 M€ a los previstos en la Orden ETU/1283/2017 y en 276 M€ a los previstos por la CNMC (véase Anexo I). Por el contrario, los ingresos externos a peajes son 131 M€ superiores a los previstos en la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018 (2.654 M€ por los tributos y cánones y 369 M€ por las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero), si bien en la Disposición adicional centésima trigésima, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 15/2018, se prevé la ampliación de crédito hasta importe efectivo en el caso de tributos y cánones y hasta 750 M€ en el caso de los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

A la fecha de elaboración del presente informe se han solicitado dos ampliaciones presupuestarias, la primera por 81 M€ (de 369 M€ a 450 M€, importe inicialmente previsto en la Orden ETU/1282/2017) y la segunda por 300 M€ (de los 450 M€ inicialmente previstos a 750 M€, límite máximo previsto tras la modificación incluida en el Real Decreto Ley 15/2018). Se indica que en respuesta a la primera solicitud de ampliación presupuestaria se ha generado crédito por importe de 27,6 M€ y que no se dispone de la contestación a la segunda solicitud de ampliación de crédito.

Los ingresos previstos para 2019 por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascienden a 13.102 M€, de acuerdo con la Memoria. Estos ingresos no incluyen la facturación por excesos de potencia (144 M€), los peajes a generadores (132 M€), la liquidación del recargo del 20% sobre el PVPC de los clientes en régimen transitorio (11 M€), los ingresos por fraude (11 M€) ni los ingresos por exportaciones y rentas de congestión (156 M€). Los ingresos de acceso totales previstos para el ejercicio 2019, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.556 M€ (véase Cuadro 5).

**Cuadro 5. Previsión de ingresos de acceso para 2019 según la propuesta de Orden**

Peaje	Nº de clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación (miles €)
<b>Baja Tensión</b>	<b>29.380.711</b>	<b>140.795</b>	<b>116.999</b>	<b>9.858.266</b>
<b>Pc (1) ≤ 10 kW</b>	<b>27.782.588</b>	<b>110.315</b>	<b>71.233</b>	<b>6.903.545</b>
2.0 A	20.068.263	77.573	46.376	4.992.909
2.0 DHA	7.707.329	32.709	24.813	1.908.393
2.0 DHS	6.996	34	44	2.243
<b>10 kW &lt; Pc ≤ 15 kW</b>	<b>826.697</b>	<b>10.133</b>	<b>8.664</b>	<b>854.526</b>
2.1 A	511.094	6.310	4.377	531.523
2.1 DHA	314.749	3.784	4.274	320.848
2.1 DHS	854	38	13	2.155
<b>Pc &gt; 15 kW (3.0 A)</b>	<b>771.426</b>	<b>20.347</b>	<b>37.102</b>	<b>2.100.194</b>
<b>Alta tensión</b>	<b>112.465</b>	<b>28.778</b>	<b>131.534</b>	<b>3.244.057</b>
3.1 A	88.758	6.147	15.933	816.519
6.1 A	19.769	12.141	55.480	1.718.112
6.2 (30-36 kV)	1.222	1.217	5.247	97.309
6.2 (36-72,5 kV)	1.631	3.165	18.124	263.323
6.3	425	1.804	11.144	132.494
6.4 (1)	660	4.305	25.607	216.299
<b>Total</b>	<b>29.493.176</b>	<b>169.572</b>	<b>248.533</b>	<b>13.102.323</b>
<b>Otros ingresos de acceso</b>				<b>453.802</b>
Facturación por excesos de potencia				144.315
Ingresos por peajes a generadores				131.680
Ingresos por fraude				11.461
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014				10.746
Ingresos de conexiones internacionales				155.600
<b>Total ingresos de acceso</b>				<b>13.556.125</b>

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Adicionalmente, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos derivados de los pagos por capacidad ascienden a 677 M€.

Finalmente, en la Memoria se estiman en 3.320 M€ los ingresos externos a peajes (2.530 M€ por la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, 750 M€ procedentes de la subasta de emisiones de CO<sub>2</sub> y 40 M€ procedentes de los Presupuestos Generales del Estado para compensar el impacto de la eliminación del peaje 6.1 B).

Los ingresos regulados previstos para 2019, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, ascenderán a 17.553 M€, cifra que supera en 147,4 M€ a los previstos para el cierre del ejercicio 2018 (Cuadro 6).

**Cuadro 6. Previsión de ingresos regulados para el cierre de 2018 y 2019 según la propuesta de Orden**

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión propuesta OM cierre 2018 [ 1 ]	Previsión propuesta OM 2019 [ 2 ]	Diferencia [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>Ingresos por peajes de acceso (A)</b>	<b>13.858.531</b>	<b>13.556.125</b>	<b>- 302.406</b>	<b>-2,2%</b>
Ingresos por peajes de consumidores	13.268.751	13.102.323	- 166.428	-1,3%
Ingresos por cargos por autoconsumo	721		- 721	
Fact. Reactiva y exceso de potencia	277.538	144.315	- 133.223	-48,0%
Ingresos por peajes a generadores	130.114	131.680	1.566	1,2%
Ingresos por fraude	11.461	11.461	-	0,0%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	10.746	10.746	-	0,0%
Ingresos de conexiones internacionales	159.200	155.600	- 3.600	-2,3%
<b>Ingresos pagos por capacidad (B)</b>	<b>687.283</b>	<b>676.682</b>	<b>- 10.601</b>	<b>-1,5%</b>
<b>Ingresos externos a peajes (C)</b>	<b>3.154.684</b>	<b>3.320.264</b>	<b>165.580</b>	<b>5,2%</b>
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.394.506	2.530.264	135.758	5,7%
Ingresos subastas CO2	750.000	750.000	-	0,0%
Compensación eliminación peaje 6.1 B	10.178	40.000	29.822	293,0%
<b>Total ingresos regulados (A) + (B) + (C)</b>	<b>17.700.498</b>	<b>17.553.071</b>	<b>- 147.427</b>	<b>-0,8%</b>

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Respecto de la previsión de ingresos para el ejercicio 2019, cabe señalar la disminución del 0,8% (-147,4 M€) respecto de los previstos para el cierre del ejercicio 2018, motivado, por la reducción de los ingresos de peajes de consumidores (-166,4 M€), lo que podría estar motivado por el movimiento de los consumidores domésticos a peajes con discriminación horaria y al ajuste de su potencia, y la eliminación de la facturación de energía reactiva como ingreso liquidable del sistema, parcialmente compensado por el aumento en 165,6 M€ (+5,2%) de los ingresos externos a peajes.

Al respecto, se señala que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estiman en 130 M€ los ingresos por facturación de energía reactiva que se incorporarían al ejercicio en caso de que se procediera a la corrección del Real Decreto-ley 15/2018.

Por último, se indica que el cierre de las instalaciones de ALCOA en A Coruña y Avilés supondrían una reducción de los ingresos por peajes de acceso previstos para el ejercicio 2019 estimada en 15 M€.

### 5.3. Sobre la previsión de costes

En este apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2018 por ser una partida que pudiera tener un impacto en la actualización de los peajes de acceso para 2019.

En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2019. 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 2018**

En el Cuadro 7 se comparan los costes de regulados previstos para el 2018 en la Orden ETU/1282/2017 y los previstos en la propuesta de Orden para el cierre del ejercicio.

Se observa que los **costes de acceso** previstos para el cierre del ejercicio 2018 (17.517,8 M€) resultan un 2,7% (-481,3 M€) inferiores a los previstos en la Orden ETU/1282/2017 (17.999,1 M€) debido, fundamentalmente, a que la retribución específica de las instalaciones de generación peninsulares y la retribución adicional y específica de los sistemas no peninsulares han resultado inferiores en 175,9 M€ y 155,6 M€, respectivamente, a las inicialmente previstas. Asimismo, aunque en menor medida, la retribución de la actividad de transporte, la retribución de la distribución y las anualidades de desajustes de ejercicios anteriores han resultado inferiores en 30,2 M€, 39,3 M€ y 81,3 M€, respectivamente, a las inicialmente previstas en la citada Orden ETU/1282/2017.

Esta disminución de los costes de acceso ha sido compensada parcialmente por la incorporación de la regularización de la actividad de distribución correspondiente al ejercicio 2017 (212,1 M€) y el impacto sobre la retribución específica de ejercicios anteriores de la publicación de los parámetros aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines (31,7 M€).

En consecuencia, los **costes regulados** previstos para el cierre del ejercicio 2018 (17.656,7 M€) resultan inferiores en 434,2 M€ (2,4%) a los previstos en la Orden ETU/1282/2017 (18.090,9 M€).

**Cuadro 7. Comparación de los costes de acceso previstos para 2018 en la Orden ETU/1282/2017 y en la propuesta de Orden.**

Costes del sistema (Miles €)	Orden ETU/1282/2017 [ 1 ]	Previsión propuesta OM cierre 2018 [ 2 ]	Diferencia [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>Coste Transporte</b>	1.743.230	1.713.034	- 30.196	-1,7%
<b>Coste Distribución</b>	5.475.194	5.435.943	- 39.251	-0,7%
<b>Retribución RECORE Peninsular</b>	7.150.000	6.974.110	- 175.890	-2,5%
<b>Retribución adicional y específica SNP</b>	780.077	624.513	- 155.564	-19,9%
<b>Servicio de interrumpibilidad</b>	7.000	8.120	1.120	16,0%
<b>Cuotas</b>	20.946	20.730	- 216	-1,0%
Tasa CNMC	20.807	20.593	- 214	-1,0%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	139	137	- 2	-1,4%
<b>Anualidades déficit actividades reguladas</b>	2.822.655	2.741.330	- 81.325	-2,9%
<b>Costes de acceso (A)</b>	<b>17.999.102</b>	<b>17.517.780</b>	<b>- 481.322</b>	<b>-2,7%</b>
<b>Coste Pagos por Capacidad (B)</b>	<b>352.460</b>	<b>273.747</b>	<b>- 78.713</b>	<b>-22,3%</b>
Incentivo a la inversión	n.d.	n.d.		
Incentivo a la disponibilidad	n.d.	n.d.		
<b>Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)</b>	<b>- 260.676</b>	<b>- 134.806</b>	<b>125.870</b>	<b>-48,3%</b>
Retribución transporte 2017	-	- 8.122	- 8.122	
Retribución distribución 2017	-	212.090	212.090	
Liquidación definitiva SNP 2015	- 303.176	- 364.553	- 61.377	20,2%
Retribución RECORE SNP 2015		n.d.		
DT8ª Real Decreto 413/2014	2.500	- 5.903	- 8.403	-336,1%
Sentencia Purines años anteriores	-	31.682	31.682	
Fondo de contingencias	40.000	-	- 40.000	-100,0%
<b>Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)</b>	<b>18.090.886</b>	<b>17.656.721</b>	<b>- 434.165</b>	<b>-2,4%</b>

Fuentes: Orden ETU/1282/2017, propuesta de Orden y memoria que la acompaña.

Asimismo, los costes regulados previstos para el cierre de 2018 en la propuesta de Orden resultan 81,2 M€ inferiores a los costes previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio (véase Anexo I), registrándose las mayores diferencias en los siguientes componentes:

- *Retribución del transporte*

La retribución del transporte supera en 28,6 M€ a la prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2018 (1.684,6 M€). Esta diferencia se debe, fundamentalmente, a que en los cálculos retributivos llevados a cabo por la CNMC se corrigieron una serie de aspectos sobre la retribución fijada para

Red Eléctrica de España, S.A. en la Orden IET/981/2016<sup>4</sup>, los cuales están pendientes de resolución del procedimiento de declaración de lesividad.

Adicionalmente, en la propuesta de Orden se incluyen 8,1 M€ por la diferencia entre la retribución del transporte prevista para el ejercicio 2017 y la efectivamente liquidada en ese mismo ejercicio, aspecto no contemplado en la previsión de la CNMC.

- *Retribución de la distribución*

La retribución de la distribución, según la Memoria que acompaña a la propuesta de orden asciende a 5.436 M€, cifra que resulta 12 M€ inferior a la prevista por la CNMC (5.448 M€).

Análogamente a la retribución del transporte, en la propuesta de Orden se incluyen 212,1 M€ por la diferencia entre la retribución de la distribución prevista para el ejercicio 2017 y la efectivamente liquidada en ese mismo ejercicio, importe similar al previsto por la CNMC (214,2 M€)

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

La Memoria que acompaña la propuesta de Orden prevé un coste anual de 6.974 millones de euros en concepto de retribución RECORE para el cierre del ejercicio 2018. Esta partida, que no incluye los ingresos regulados contemplados para las instalaciones de estas tecnologías ubicadas en los territorios no peninsulares, es inferior en 124 M€ a la cifra comparable estimada por la CNMC. El motivo de la diferencia en dicha previsión se corresponde con los efectos de la revisión de parámetros retributivos aplicables a dichas instalaciones, tal como se prevé en la Disposición adicional octava del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre<sup>5</sup>.

- *Retribución adicional y específica de las instalaciones localizadas en Sistemas No Peninsulares (SNP)*

La Memoria prevé una partida correspondiente a la compensación del extracoste en los TNP con cargo al Sistema Eléctrico para el cierre del ejercicio 2018 que asciende a 624.513 miles de euros, la cual incluye los costes de las instalaciones de generación que tienen reconocido un régimen retributivo adicional y específico (que se corresponden aproximadamente con

---

<sup>4</sup> Es preciso señalar que está pendiente de resolución el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/981/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016, respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A. (REE). Dicho procedimiento trata de revisar aquellos aspectos de imputación errónea en la retribución, los cuales la CNMC ya tiene en cuenta en sus cálculos

<sup>5</sup> Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

aquellas pertenecientes a las categorías A y B, respectivamente, conforme con la clasificación establecida por el artículo 2, 'Ámbito de aplicación', del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, si bien no detalla el reparto entre ambas categorías). Asimismo, la Memoria especifica que esta cantidad no incluye los costes adicionales, entre otros, los de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, que serán aprobados, en su caso, en la resolución por la que se apruebe la cuantía definitiva del extracoste para el año 2018.

En el Informe de previsiones de la CNMC se proponía el reconocimiento de 618.090 miles de euros para el ejercicio 2018 de los cuales 69.057 miles de euros corresponderían a la retribución específica y el resto a la adicional. Existe, por tanto, una diferencia en torno a 6.400 miles de euros con el importe establecido en la Propuesta de Orden.

Si bien el Anexo I de la Memoria especifica que la partida de la compensación del extracoste para el ejercicio 2018 no incluye los costes adicionales (entre otros, los de la referida Ley 15/2012), se entiende que estos conceptos no podrían suponer la diferencia resultante de en torno a 6.400 miles de euros. A mayor abundamiento, esta Sala no alcanza el motivo de no incluir los referidos costes adicionales en la previsión de 2018, motivo que debería explicitar la Memoria.

- *Impacto de la Liquidación definitiva de los SNP correspondiente a 2015*

La propuesta de Orden estima el impacto de la Liquidación definitiva de los SNP correspondiente al ejercicio 2015 en una reducción de la retribución adicional de 364,6 M€, cifra que según las estimaciones de la CNMC ascendería a 363,3 M€, incluyendo el impacto de la financiación del 50% de la retribución específica de las instalaciones localizadas en los sistemas no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE)<sup>6</sup>, aspecto no considerado en la liquidación definitiva del ejercicio 2015.

- *Impacto de las Sentencias del Tribunal Supremo relativas a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines*

En la previsión de cierre del ejercicio 2018 se han incluido 31,6 M€ motivado por la aplicación los nuevos parámetros retributivos de la Orden TEC/1174/2018, de 8 de noviembre, que afectan a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines, aspecto no considerado en la previsión de la CNMC.

---

<sup>6</sup> Esto es, -341.631 miles de € en concepto de retribución adicional, +21.620 miles de € en concepto de retribución específica de las instalaciones localizadas en los sistemas no peninsulares y -43.239 miles de € en concepto de retribución específica de las instalaciones localizadas en los sistemas no peninsulares que fueron incluidas en la retribución específica con cargo al sector y que ahora pasan a ser financiadas con el 50% con cargo a los Presupuestos Generales del Estado y el 50% con cargo al extracoste.

Al respecto se indica que, en la Liquidación 10/2018 se han aplicado por primera vez los parámetros retributivos de la Orden TEC/1174/2018 lo que han provocado un incremento del régimen retributivo específico de ejercicios anteriores en 33,4 M€.

- *Fondo de contingencia*

Según la información aportada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden en el ejercicio 2018 no se incluye el fondo de contingencia de 40 M€ previsto en la Orden ETU/1282/2017.

En el Cuadro 8 se muestra el **desajuste previsto para 2018** según la Memoria de la propuesta de Orden. Se observa que según dicha información los ingresos previstos para el cierre de 2018 serían suficientes para cubrir los costes previstos y se generaría un desajuste positivo de 43,8 M€.

Al respecto cabe señalar que, la existencia o no de un desajuste positivo en el ejercicio 2018 dependerá de si se concede la ampliación presupuestaria derivada de los ingresos por subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero por 300 M€ con anterioridad al 31 de diciembre de 2018<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> Por razones presupuestarias, en caso de que se concediera con posterioridad no cabría su incorporación en el ejercicio 2018.

**Cuadro 8. Desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2018 según la información que acompaña a la propuesta de Orden**

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden ETU/1282/2017 [ 1 ]	Previsión propuesta OM cierre 2018 [ 2 ]	Diferencia [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>Ingresos peajes acceso (A)</b>	<b>14.002.943</b>	<b>13.858.531</b>	<b>- 144.412</b>	<b>-1,0%</b>
Ingresos por peajes de consumidores	13.676.243	13.546.289	- 129.954	-1,0%
Ingresos por peajes a generadores	131.000	130.114	- 886	-0,7%
Ingresos por cargos al autoconsumo	-	721	721	
Ingresos por fraude	12.000	10.746	- 1.254	-10,5%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	17.000	11.461	- 5.539	-32,6%
Ingresos de conexiones internacionales	166.700	159.200	- 7.500	-4,5%
<b>Ingresos Pagos por capacidad (B)</b>	<b>682.550</b>	<b>687.283</b>	<b>4.733</b>	<b>0,7%</b>
<b>Ingresos externos a peajes (C)</b>	<b>3.409.463</b>	<b>3.154.684</b>	<b>- 254.779</b>	<b>-7,5%</b>
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.959.463	2.394.506	- 564.957	-19,1%
Ingresos subastas CO2	450.000	750.000	300.000	
Compensación eliminación peaje 6.1 B	-	10.178	10.178	
<b>Total ingresos regulados (D) = (A) + (B) + (C)</b>	<b>18.094.956</b>	<b>17.700.498</b>	<b>- 394.458</b>	<b>-2,2%</b>
<b>Costes regulados (E)</b>	<b>18.090.886</b>	<b>17.656.721</b>	<b>- 434.165</b>	<b>-2,4%</b>
Costes de acceso	17.999.102	17.517.780	- 481.322	-2,7%
Coste de pagos por capacidad	352.460	273.747	- 78.713	-22,3%
Otros costes regulados	- 260.676	- 134.806	125.870	-48,3%
<b>Desajuste de actividades reguladas (D) - (E)</b>	<b>4.070</b>	<b>43.776</b>	<b>39.706</b>	<b>975,6%</b>

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

### • Costes previstos para 2019

En el Cuadro 9 se comparan los costes previstos para el cierre de 2018 y 2019 de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden. Según dicha información, se prevé un incremento de los **costes de acceso** del 1,4% (251,1 M€), motivado, fundamentalmente, por el aumento de la retribución específica de las instalaciones peninsulares (107,3 M€) y de la retribución adicional y específica de los sistemas no peninsulares (105,2 M€) y, en menor medida, por el incremento de la retribución de la distribución (51,8 M€), parcialmente compensado por la disminución de la retribución del transporte (-10,9 M€) y las anualidades del déficit (-1,2 M€).

Los **costes totales**<sup>8</sup> previstos para 2019, una vez incorporado el coste de los pagos por capacidad (159 M€) y considerando el impacto de los ingresos y costes extraordinarios (61,5 M€), ascienden 17.989,4 M€, cifra que supera en 332,7 M€ (+1,9%) a los costes previstos para el cierre del ejercicio 2018 (17.656,7 M€).

<sup>8</sup> Se indica la existencia de una errata en el cuadro de costes e ingresos del sistema eléctrico para 2019. La suma de los conceptos de coste (17.989.380 miles de €) no coincide con el total recogido en el cuadro (18.006.380 miles de €).

**Cuadro 9. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2018 y 2019, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden**

Costes del sistema (Miles €)	Previsión propuesta OM cierre 2018 [ 1 ]	Previsión propuesta OM 2019 [ 2 ]	Diferencia [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
Coste Transporte	1.713.034	1.702.153	- 10.881	-0,6%
Coste Distribución	5.435.943	5.487.746	51.803	1,0%
Retribución RECORE peninsular	6.974.110	7.081.411	107.301	1,5%
Retribución adicional y específica SNP	624.513	729.665	105.152	16,8%
Servicio de interrumpibilidad	8.120	7.570	- 550	-6,8%
Cuotas	20.730	20.275	- 455	-2,2%
Tasa CNMC	20.593	20.141	- 452	-2,2%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	137	134	- 3	-2,2%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.741.330	2.740.088	- 1.242	0,0%
<b>Costes de acceso (A)</b>	<b>17.517.780</b>	<b>17.768.908</b>	<b>251.128</b>	<b>1,4%</b>
<b>Pagos por Capacidad (B)</b>	<b>273.747</b>	<b>159.006</b>	<b>- 114.741</b>	<b>-41,9%</b>
<b>Otros costes regulados (C)</b>	<b>- 134.806</b>	<b>61.466</b>	<b>196.272</b>	<b>-145,6%</b>
Retribución transporte 2017	- 8.122		8.122	-100,0%
Retribución distribución 2016	-	80.886	80.886	
Retribución distribución 2017	212.090		- 212.090	-100,0%
Liquidación definitiva SNP 2015	- 364.553		364.553	-100,0%
Retribución RECORE SNP 2015	n.d.			
Liquidación definitiva SNP 2016		- 17.620	- 17.620	
DT8ª Real Decreto 413/2014	- 5.903	- 1.800	4.103	-69,5%
Sentencia Purines años anteriores	31.682		- 31.682	-100,0%
Fondo de contingencias	-		-	
<b>Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)</b>	<b>17.656.721</b>	<b>17.989.380</b>	<b>332.659</b>	<b>1,9%</b>

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

Nota:

(1) La Liquidación definitiva de los SNP incluye la retribución adicional y el impacto de la financiación del 50% de la retribución específica de las instalaciones localizadas en los sistemas no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Respecto de los costes previstos para el ejercicio 2019 se realizan las siguientes consideraciones:

- *Retribución del transporte*

La retribución del transporte de la propuesta de Orden supera en 37,7 M€ a la prevista por esta Sala. Esta diferencia se debe a las discrepancias existentes entre el criterio de la CNMC y del Ministerio respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A. en la Orden IET/981/2015 (para mayor detalle véase epígrafe 6.6).

- *Retribución de la distribución*

La retribución de la distribución de la propuesta de Orden supera en 1,6 M€ a la estimada por la CNMC en su Informe de previsiones. No obstante, lo anterior, se indica que con fecha 18 de diciembre de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC ha aprobado el informe denominado "*Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2019. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1048/2013*". Sobre la base del citado informe, la retribución a la actividad de distribución ascendería a 5.334,5 M€, retribución 152,2 M€ inferior a la considerada en la propuesta de Orden (para mayor detalle véase epígrafe 6.6).

Adicionalmente, la propuesta de Orden contempla la incorporación de 80,9 M€ correspondiente a la retribución del ejercicio 2016, motivada por la incorporación de diversas sentencias y la aprobación del incentivo de pérdidas, aspecto no contemplado en el Informe de previsiones de la CNMC.

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

La Memoria prevé para el ejercicio 2019 un coste anual de 7.081 M€ en concepto de retribución RECORE para las instalaciones localizadas en el sistema peninsular. Esto supone 127 millones menos respecto a la cifra estimada por la CNMC para el año 2019. Al igual que para el cierre de 2018, dicha diferencia se justifica por la revisión de parámetros retributivos aplicables a dichas instalaciones, prevista en la Disposición adicional octava del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre.

Adicionalmente, cabe destacar que la Disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España, extiende el derecho a la percepción del término de retribución a la operación a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia que utilicen combustibles renovables o gas natural, y que superen su vida útil regulatoria con fecha posterior al 1 de enero de 2018. Se estima que esta medida no tiene impacto para la previsión de cierre del año 2018, mientras que provoca un incremento de 14 M€ en la retribución de estas instalaciones —todas ellas localizadas en el sistema peninsular— para el año 2019.

- *Retribución adicional y específica de las instalaciones de generación localizadas en los Territorios No Peninsulares (TNP)*

El artículo 6 de la propuesta de Orden prevé que la compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares financiada con cargo al sistema eléctrico ascienda

a 729.665 miles de euros en el ejercicio 2019, importe que supera en 105.152 miles de euros el previsto en la propuesta para el cierre del 2018.

La Memoria que acompaña la propuesta de Orden especifica que esta cuantía incluye: i) los extracostes de generación de las instalaciones con derecho a la percepción tanto del régimen retributivo adicional como del régimen retributivo específico —si bien no detalla el reparto entre ambas categorías— y ii) los costes adicionales, entre otros, los derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, teniendo en cuenta el impacto de las medidas introducidas por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre.

Según lo establecido en la Disposición adicional decimoquinta<sup>9</sup> de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), implícitamente la propuesta atribuiría idéntica cuantía a la compensación del extracoste financiada con cargo a los PGE de 2019, si bien a este respecto cabe recordar que la actual situación de prórroga automática de los PGE de 2018 (Ley 6/2018, de 3 de julio) mantendría la compensación vigente con cargo a PGE en 755.025 miles de euros.

Asimismo, los citados 729.665 miles de euros superarían en 127.388 miles de euros el importe contenido en la Memoria acreditativa que la CNMC elabora en cumplimiento del mandato dispuesto en el artículo 3<sup>10</sup> del Real

---

<sup>9</sup> La Disposición adicional decimoquinta (‘Financiación del extracoste de la actividad de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares’) de la Ley del Sector Eléctrico establece que, desde el 1 de enero de 2014, el 50 por ciento de los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los TNP será financiado con cargo a los PGE. El último inciso de la citada disposición establece la complementariedad de las dos fuentes de financiación —PGE e ingresos propios del sistema eléctrico, respectivamente— cuando determina que *«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.»*

<sup>10</sup> El artículo 3 (‘Procedimiento para la determinación de la cuantía de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares’) del 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, establece que *«[...] el órgano encargado de las liquidaciones, sobre la base de la previsión facilitada por el operador del sistema [...], remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo [hoy Ministerio de para la Transición Ecológica] una memoria en la que se documente la estimación de la cuantificación de la compensación calculada de acuerdo con los siguientes criterios: a) La compensación prevista por el extracoste de la actividad de producción [...] en el ejercicio siguiente se realizará considerando las previsiones mensuales de liquidaciones del despacho de estos sistemas; b) La desviación definitiva entre el extracoste en que efectivamente se ha incurrido en un ejercicio y la previsión que fue utilizada [...], cuantificada con carácter definitivo por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se apruebe la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste [...], todo ello correspondiente al primero de los ejercicios que se encuentren pendientes de liquidar definitivamente.»*

Decreto 680/2014, de 1 de agosto. En efecto, con fecha 31 de mayo de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó el «*Acuerdo por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los extracostes de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares en el ejercicio 2019 [INF/DE/049/18]*». Su apartado 4 `Previsión de la retribución total financiada con cargo a PGE del ejercicio 2019´ estimaba en 602.277 miles de euros dicha compensación presupuestaria en 2019, correspondiendo 87.000 miles de euros a la retribución específica y el resto a la adicional.

Por último, según las estimaciones de la CNMC realizadas a partir de la última información disponible con motivo del referido Acuerdo de 23 de octubre<sup>11</sup>, la retribución adicional y específica de las instalaciones de generación situadas en los TNP ascendería a apenas 640.829 cifra sustancialmente inferior (en 88.837 miles de euros) a la recogida en la propuesta de Orden, sin perjuicio del impacto que pudieran tener posibles revisiones al alza del coste reconocido a los combustibles fósiles.

- *Anualidades para la financiación del desajuste*

Las anualidades para la financiación del desajuste se corresponden con las contenidas en el Informe de previsiones 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 6.2).

- *Costes asociados a los pagos por capacidad*

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden prevé un coste de 159 M€, cifra que inferior en 188 M€ a la prevista por la CNMC en su Informe de previsiones. Esta diferencia se debe a que en la previsión de la CNMC se ha incluido el coste asociado al servicio de disponibilidad, motivado porque la Orden TEC/1049/2018, de 11 de octubre, por la que se modifica el plazo de formalización para la prestación del servicio de disponibilidad de potencia de generación de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2019 preveía que los titulares de las instalaciones pudieran prestar el servicio de disponibilidad durante el año 2019 (véase epígrafe 6.7).

---

Asimismo, dispone que «*La información será remitida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo [hoy Ministerio para la Transición Ecológica] a la Dirección General de Presupuestos del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas [hoy Ministerio de Hacienda] antes del 15 de junio de cada ejercicio.*»

<sup>11</sup> El apartado 2.3.2 y el Anexo IV (cuadros 19, IV.6 y IV.12) del citado Acuerdo de 23 de octubre estimaban la retribución de la producción en los TNP en 2019.

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

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 insuficientes para cubrir los costes previstos para el ejercicio 2019, siendo necesaria la aplicación de la previsión contemplada en la Disposición adicional primera del Real Decreto-ley 15/2018, según la cual el superávit de ingresos del sistema eléctrico podrá aplicarse para cubrir los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema de 2018 y 2019.

**Cuadro 10. Escenario de ingresos y costes previstos para 2019 según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden**

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión 2019
<b>Ingresos peajes acceso (A)</b>	<b>13.556.128</b>
Ingresos por peajes de consumidores	13.246.641
Ingresos por peajes a generadores	131.680
Ingresos art. 17 RD 216/2014	10.746
Ingresos por fraude	11.461
Ingresos de conexiones internacionales	155.600
<b>Ingresos Pagos por capacidad (B)</b>	<b>676.682</b>
<b>Ingresos externos a peajes (C)</b>	<b>3.320.264</b>
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.530.264
Ingresos subastas CO2	750.000
Compensación eliminación peaje 6.1 B	40.000
<b>Total ingresos regulados (D) = (A) + (B) + (C)</b>	<b>17.553.074</b>
<b>Costes regulados (E)</b>	<b>17.989.380</b>
Costes de acceso	17.768.908
Coste de pagos por capacidad	159.006
Otros costes regulados	61.466
<b>Déficit(-)/supávit (+) de actividades reguladas (F) = (D) - (E)</b>	<b>- 436.306</b>
<b>Aplicación superávit de Liquidaciones conforme a la DA 1ª del Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre (G)</b>	<b>455.000</b>
<b>Desajuste del ejercicio: Déficit(-)/supávit (+) (F) - (G)</b>	<b>18.694</b>

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que la acompaña

No obstante, cabe señalar que, según se recoge en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos externos a peajes podrían verse revisados en función de los importes que finalmente se aprueben en los Presupuestos Generales del Estado para 2019.

Asimismo, los ingresos externos a peajes podrían verse revisados en caso de se prorrogarán al ejercicio 2019 los Presupuestos Generales del Estado para 2018<sup>12</sup>.

## 6. Consideraciones particulares

### 6.1. Artículo 3. 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, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos previstos para 2019 (677 M€) son superiores a los costes previstos para 2019 (159 M€), registrándose un saldo positivo de los pagos por capacidad de 518 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 reitera una vez más 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.

### 6.2. Artículo 4. Anualidades del desajuste de ingresos para 2019

Las anualidades para la financiación del déficit establecidas en el artículo 4 de la propuesta de Orden coinciden con las contenidas en el Informe de previsiones de la CNMC, por lo que se hace necesaria su actualización una vez se dispone de los tipos de interés del mes de noviembre<sup>13</sup>.

---

<sup>12</sup> Se indica que la Ley la Ley 6/2018, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018 establece en 2,654 M€ y 369 M€ la cantidad máxima de crédito previsto, si bien la Disposición adicional centésima trigésima prevé la ampliación de crédito

<sup>13</sup> Las anualidades correspondientes al ejercicio 2019 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 (-0,323%). Una vez disponibles los datos de cotización del Euribor a 3 meses del

En consecuencia, se propone sustituir la tabla del artículo 4.1 por la siguiente:

Desajuste de ingresos	Importe (€)
Anualidad FADE	2.087.535.202
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005	280.390.560
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	94.421.400
Déficit 2013	277.761.010
<b>TOTAL</b>	<b>2.740.108.172</b>

### 6.3. Artículo 7. Otros ingresos en el sistema de liquidaciones

El artículo 7 de la propuesta de Orden establece que mediante comunicación del Ministerio para la Transición Ecológica al órgano encargado de las liquidaciones se dará traslado del importe estrictamente necesario para cubrir el desajuste temporal de ingresos y costes antes de la liquidación 14 del ejercicio, conforme a lo establecido en la Disposición adicional primera del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre.

Al respecto se indica que, conforme al punto 2 de la Disposición adicional primera del citado Real Decreto-Ley 15/2018, las cantidades, términos y plazos que deberán aplicarse para cubrir el desajuste temporal entre ingresos y costes deberán ser establecido mediante Orden de la Ministra para la Transición Ecológica, por lo que la mera comunicación por parte del Ministerio podría ser insuficiente.

Adicionalmente, cabría considerar el desajuste temporal entre ingresos y costes de la liquidación definitiva en lugar de la liquidación 14, teniendo en cuenta el decalaje registrado en los ingresos externos a peajes y el carácter provisional de esta última.

### 6.4. Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2019 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 (OM) para 2019. *“De conformidad con lo dispuesto en el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el citado artículo, la cuantía global determinada para la retribución de la*

mes de noviembre de 2018, cuyo promedio asciende a -0,320%, se ha procedido a recalcularlas.

*sociedad OMI-Polo Español, S.A. correspondiente al año 2019 será de 18.616 miles de euros”.*

Cabe indicar que este importe es superior a la cantidad que OMIE solicita como ingresos regulados en su Presupuesto 2019 (página 13), que asciende a 18.272 miles €, de los cuales 15.161 miles € se corresponden con su actividad recurrente, 810 miles € con la creación de la Unidad de Seguimiento y Monitorización y 2.301 miles € con el proyecto XBID.

Por otra parte, esta Sala, en cumplimiento del mandato dado en la disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013 aprobó, tanto la propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema como la del operador del mercado.

De acuerdo con dicha metodología, en el anexo II “*Retribución del operador del mercado para 2019*” de este informe, se calcula la cuantía global de la retribución para 2019 correspondiente 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 15.632 miles de euros.

Esta cantidad incluye 753 miles € de costes previstos para la Unidad de Seguimiento y Monitorización, y 1.991 miles € de costes previstos para el Proyecto XBID, que se considera que deben quedar sujetos a la acreditación documental de los costes incurridos.

Adicionalmente, se considera necesario que la Orden recoja el siguiente ajuste a realizar en la retribución del operador del mercado de 2018:

La Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, estableció en su disposición transitoria primera como retribución del operador del mercado para 2018 la cantidad de 19.749 miles €, que resulta de añadir a los 14.568 miles € de retribución del año anterior, un importe de 5.181 miles €.

Aunque no se indica en la propuesta de Orden, la cantidad de 5.181 miles € se obtiene de sumar la previsión de costes del Proyecto XBID de 2017 que había indicado OMIE (1.979 miles €), la previsión de costes del Proyecto XBID de 2018 indicada por OMIE (2.475 miles €) y la previsión de costes de la Unidad de Seguimiento y Monitorización del mercado de 2018 indicada por OMIE (727 miles €).

En lo relativo a los costes del Proyecto XBID de 2017, resulta por una parte que la Orden ETU/1976/2016, establece que se paguen con cargo a las liquidaciones, siendo el Ministerio el responsable de validar estos costes y comunicarlo a la CNMC para su liquidación; mientras que, por otra parte, la

Orden ETU/1282/2017, incluyó estos costes en la retribución del operador del mercado de 2018, que se satisface con cargo a los precios que pagan los agentes.

Con fecha 24 de octubre de 2018, se recibió escrito del Secretario de Estado de Energía, en el que se solicita a la CNMC que proceda a incluir el importe de 2.293 miles € en concepto de costes del Proyecto XBID de 2017 en las liquidaciones del sistema eléctrico. Dicha cantidad ha sido incluida en la liquidación definitiva de 2017.

Por lo tanto, dado que los costes del Proyecto XBID de 2017 han sido incluidos en la liquidación definitiva de 2017, resulta necesario que el Operador del Mercado devuelva al sistema la cantidad incluida dentro de la retribución provisional de 2018 correspondiente al mismo concepto, el Proyecto XBID de 2017 (1.979 miles €). Este ajuste es necesario dado que, en caso contrario, los costes del Proyecto XBID de 2017 se pagarían dos veces.

Adicionalmente, se considera necesario establecer que la CNMC valide y proceda a la liquidación del ajuste correspondiente, de las cantidades sujetas a acreditación documental en los ejercicios 2018 y 2019 dado que los costes derivados de los reglamentos europeos CACM y REMIT (Reglamento UE 2015/1222 y Reglamento UE Nº 1227/2011) tienen que ser aprobados por esta Comisión.

De conformidad con lo expuesto, se proponen los siguientes cambios en la disposición transitoria primera:

1. *De conformidad con lo dispuesto (...), la cuantía global determinada para la sociedad OMI-Polo Español, S.A. correspondiente al año 2019 será de ~~48.616~~ **15.632** miles €.*

*(...)*

*La cuantía de ~~48.616~~ **2.744** miles de euros estará supeditada a la acreditación documental de los costes en los que incurra el operador del mercado **que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo, y de la creación y operación de la unidad de seguimiento y monitorización del mercado.** A estos efectos, el operador del Mercado enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con copia al Ministerio para la Transición Ecológica la información de los costes incurridos en el ejercicio 2019, con el desglose y formato que se determine, para su ~~consideración~~ **validación.** **El ajuste en la retribución correspondiente a dicha validación se incorporará en la liquidación de cierre de 2019.***

*(..)*

- 7. En la liquidación 14 del ejercicio 2018 se aplicará un ajuste negativo en la cuantía global de retribución provisional de OMI-Polo Español, S.A. de 2018 por importe de 1.978 miles € correspondiente a los costes del Proyecto XBID de 2017.**
- 8. La CNMC validará los costes del ejercicio 2018 sujetos a acreditación documental a los que se refiere el tercer párrafo del punto 1 de la disposición transitoria primera de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre. El ajuste en la retribución provisional correspondiente a dicha validación se incorporará en la liquidación de cierre de 2018.**

Finalmente, esta Sala reitera lo señalado en el “Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica” para 2017 y 2018 (IPN/CNMC/029/16 e IPN/CNMC/045/17 respectivamente)” sobre la necesidad de que el Ministerio para la Transición Ecológica 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. Cabe señalar, que desde la aprobación de la “Propuesta de metodología de retribución del operador del mercado” por la Sala de Supervisión Regulatoria el 6 de noviembre de 2014, las retribuciones establecidas por el Ministerio para la Transición Ecológica para el operador del mercado han sido significativamente superiores a las que se derivan de la propuesta de esta Comisión.

#### **6.5. Disposición transitoria segunda. Retribución del Operador del Sistema para 2019 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 2019. “De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el citado artículo, la cuantía global determinada para la retribución de Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema correspondiente al año 2019 será de 65.001 miles de euros”.

La cuantía de retribución prevista para 2019 de 65.001 miles € se obtiene sumando a los 56.000 miles € de retribución provisional reconocida al OS en 2017, el importe de 9.001 miles € de costes previstos por el OS en 2019, asociados a nuevas funciones establecidas en la normativa europea.

La Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, reconoció al OS una cuantía global provisional para 2018 de 65.829 miles €, calculada sumando a los 56.000 miles € de retribución reconocida al OS en 2017, los costes previstos por el OS

en 2018 asociados a nuevas funciones establecidas en la normativa europea (9.065 miles €) y española (764 miles €). En relación con los costes correspondientes a nuevas funciones establecidas en la normativa europea, la Orden ETU/1282/2017 establece que el operador del sistema remita a la CNMC la acreditación documental de dichos costes para su consideración. En relación con lo anterior, se considera necesario establecer que la CNMC valide y proceda a la liquidación del ajuste correspondiente, de las cantidades sujetas a acreditación documental en el ejercicio 2018.

En esta propuesta de Orden se repite la fórmula de la Orden ETU/1282/2017, dado que en el segundo párrafo del punto 1 de la disposición transitoria segunda, se establece que los 9.001 miles € estarán supeditados a la acreditación documental de los costes en que incurra el operador del sistema en el marco del diseño, desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión del mercado de electricidad en el ámbito europeo, adicionales respecto a los incurridos en el año 2013. Y que, a estos efectos, el operador del sistema enviará a la CNMC con copia al Ministerio para la Transición Ecológica la información de los costes incurridos en el ejercicio 2019 y sucesivos, con el desglose y formato que se determine, para su consideración.

Dado que el importe de costes por nuevas funciones adicionales atribuidas por la normativa europea previsto por el OS en 2019 está muy alejado del incremento de coste que viene calculando la CNMC por este concepto con base en la información de ejercicios cerrados (por ejemplo, 2.349 miles € en 2017), y que por otra parte, estos costes no suponen un quebranto económico para la sociedad RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. que pudiera exigir su reconocimiento anticipado, a diferencia de lo que ocurre con OMIE, se propone eliminar el segundo párrafo del punto 1 de la disposición transitoria segunda. En caso de que no se elimine dicho párrafo, nuevamente se considera necesario que la CNMC valide y liquide el ajuste que corresponda.

Esta Sala, 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 propuesta de retribución correspondiente al Operador del Sistema en 2019 de acuerdo con la metodología de retribución aprobada por la CNMC incluyendo los costes correspondientes 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 2019 que se propone se sitúa en 58.028 miles €, incluyendo los gastos soportados en concepto de pagos a terceros por las nuevas funciones asignadas por la normativa europea y española en el último ejercicio cerrado 2017.

Cabe señalar que el OS ha solicitado para 2019 una retribución de 92.862 miles €.

De conformidad con lo expuesto, se proponen los siguientes cambios en la disposición transitoria segunda de la propuesta de orden:

1. De acuerdo con lo dispuesto (...) la cuantía global de Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema correspondiente al año 2019 será de ~~65.004~~ **58.028** miles de euros.

~~De esta cuantía, 9.001 miles de euros estará supeditada a la acreditación documental de los costes en que incurra el operador del sistema en el marco del diseño, desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión del mercado de electricidad en el ámbito europeo, adicionales respecto a los incurridos en el año 2013. A estos efectos, el operador del sistema enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con copia al actual Ministerio para la Transición Ecológica la información de los costes incurridos en el ejercicio 2019 y sucesivos, con el desglose y formato que se determine, para su consideración.~~

6. **La CNMC validará los costes del ejercicio 2018 sujetos a acreditación documental a los que se refiere el segundo párrafo del punto 1 de la disposición transitoria segunda de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre. El ajuste en la retribución provisional correspondiente a dicha validación se incorporará en la liquidación de cierre de 2018.**

Por último, esta Comisión se reitera en lo señalado en los informes sobre las propuestas de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017 y 2018 (*IPN/CNMC/029/16 e IPN/CNMC/045/17 respectivamente*)” sobre la necesidad de que se apruebe a la mayor brevedad la metodología de retribución del Operador del Sistema en aras a que exista un marco retributivo transparente y actualizado (incorporando las nuevas funciones asignadas al Operador del Sistema) que proporcione la debida seguridad regulatoria a los agentes.

#### **6.6. Disposición transitoria tercera. Liquidaciones a cuenta de las actividades de transporte y distribución**

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 serán, para cada una de las empresas de transporte y distribución 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 y en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016.

- **Retribución transporte 2019. Metodología retributiva del Real Decreto 1047/2013**

Se señala, tanto en la exposición de motivos como en la Memoria, que se ha recibido la propuesta de retribución para las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2019.

No obstante, la retribución prevista para el transporte 2019 que aparece en la propuesta de Orden objeto de este informe no se corresponde con la cifra contenida en el “Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2019”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC el 23 de octubre de 2018.

La diferencia, que es sustancial, se debe a las discrepancias existentes entre el criterio de la CNMC y del Ministerio respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A. en la Orden IET/981/2015<sup>14</sup>, sobre la que la CNMC corrige una serie de aspectos que a continuación se enumeran, que a juicio de esta Sala estaban erróneamente imputados en la citada orden.

Los aspectos corregidos por la CNMC son:

- La doble consideración de la retribución por inversión de los activos del transporte insular con puesta en servicio en el periodo 1998-2006, que estaban incluidos en la retribución de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 1998 y también dentro del activo a retribuir por instalaciones puestas en servicio desde el año 1998, las cuales son valoradas a coste de reposición.
- La doble consideración de la retribución por operación y mantenimiento de los incrementos de capacidad en líneas puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 1998.
- La contabilización de ayudas y/o subvenciones recibidas por instalaciones no singulares puestas en servicio en el periodo 1998-2007 que no habían podido ser contabilizadas individualmente.
- La contabilización de las instalaciones declaradas como puestas en servicio en el año 2014 que no disponían de la correspondiente acta de puesta en servicio.

---

<sup>14</sup> Es preciso señalar que está pendiente de resolución el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/981/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016, respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A. (REE). Dicho procedimiento trata de revisar aquellos aspectos de imputación errónea en la retribución, los cuales la CNMC ya tiene en cuenta en sus cálculos.

- La modificación de las características técnicas de algunas instalaciones respecto de las que fueron incluidas en el inventario a 1 de enero de 2015.
- La retribución de las inversiones en despachos de maniobra ejecutadas entre los años 2004 y 2013, inclusive, que pasan de ser retribuidas en el n+1 al n+2.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la retribución para 2019, conforme al *"Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2019"*, incluyendo el incentivo a la disponibilidad ascendería a **1.664.448 miles de €**.

- **Retribución distribución 2019. Metodología retributiva del Real Decreto 1048/2013**

Se señala, tanto en la exposición de motivos como en la Memoria, que, al no haberse recibido la propuesta de retribución para la actividad de distribución para el ejercicio 2019, la orden que se informa establece una cuantía provisional, en concepto de entrega a cuenta, hasta que se apruebe la orden por la se fije la retribución de estas empresas para el año 2019.

Es preciso resaltar que no existe una gran diferencia con respecto a la previsión de retribución que se remitió en el informe de 27 de octubre de 2018, la cual ya incorporaba la sentencia sobre el recurso administrativo interpuesto contra la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre. En dicha Sentencia se declaraba nulo el inciso *"y los otros activos"* que figura al final del primer punto de la metodología de cálculo establecida en el Anexo VII de la Orden IET/2660/2015. Igualmente, incorporaba las resoluciones de los recursos de reposición interpuestos por varias empresas distribuidoras contra la Orden IET/980/2016, las cuales modifican algunos parámetros tales como la vida residual o el porcentaje de financiación. No obstante, es preciso señalar que existen recursos en vía contencioso-administrativa pendientes de resolución, así como el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio.<sup>15</sup>

Por otro lado, es preciso señalar que con fecha 18 de diciembre de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC ha aprobado el informe denominado *"Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2019. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1048/2013"*. En dicho informe, aunque queda pendiente la resolución del citado procedimiento de

---

<sup>15</sup> Procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, anunciado en el BOE el 15 de septiembre de 2017.

declaración de lesividad para el interés público de dicha Orden IET/980/2016, de 10 de junio, el cálculo se ha realizado corrigiendo la vida residual de las empresas de más de 100.000 clientes, al no descontar los activos totalmente amortizados (ETAM). Asimismo, se ha procedido a recalcular el valor de la vida residual promedio de las empresas para las que no se disponía de la información necesaria para el cálculo del volumen de instalaciones que hayan superado la vida útil regulatoria, en virtud de lo establecido en el artículo 31.3 del Real Decreto 1048/2013.

Sobre la base del citado informe de 18 de diciembre de 2018, la retribución a la actividad de distribución ascendería a **5.334.503 miles de €**. Dicha cantidad incluye tanto el incentivo de calidad que arroja un valor de **-4.465 miles de €** como el incentivo de fraude que asciende a **3.372 miles de €**.

#### **6.7. Disposición derogatoria única. Derogación normativa**

La propuesta de Orden prevé la supresión del servicio de disponibilidad por considerar necesario un análisis en profundidad del mismo, a la vista de una penetración renovable cada vez mayor y de la próxima aprobación del paquete legislativo europeo.

A este respecto, se recuerda que la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se 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, ya estableció que el servicio de disponibilidad debía resultar únicamente de aplicación durante el primer semestre de 2018, en espera de una próxima reforma más profunda de los mecanismos de capacidad. Posteriormente, la Orden TEC/1049/2018, de 11 de octubre, por la que se modifica el plazo de formalización para la prestación del servicio de disponibilidad de potencia de generación de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2019, preveía que los titulares de las instalaciones pudieran prestar el servicio de disponibilidad durante el año 2019.

Sin perjuicio de que sea necesario llevar a cabo un análisis en profundidad del mecanismo de capacidad – opinión que esta Sala comparte-, sería conveniente que este análisis se realizara minimizando la incertidumbre sobre el marco regulatorio, teniendo en cuenta el impacto que puede suponer sobre las decisiones de los agentes. Asimismo, sería oportuno que, en la reforma prevista, se tuvieran en cuenta las consideraciones realizadas en el informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula el procedimiento de cierre de las instalaciones de generación eléctrica<sup>16</sup>, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 24 de enero de 2018, en particular, sobre los procedimientos de altas e hibernaciones de centrales de generación.

---

<sup>16</sup> Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc03917>

## 6.8. Erratas

Se señalan a continuación las siguientes erratas:

- En el segundo párrafo del punto 1 de la disposición transitoria primera donde dice “... será incluida en el proceso de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de las liquidaciones en la liquidación 14 del ejercicio 2018” debe decir “... será incluida en el proceso de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de las liquidaciones en la liquidación 14 del ejercicio 2019”
- Falta añadir el título a la Disposición transitoria cuarta.
- En la Disposición transitoria cuarta donde dice “A partir del 1 de enero de 2019, y hasta que se apruebe la orden por la que se fijen determinados valores de los costes de comercialización de las comercializas...” debe decir “A partir del 1 de enero de 2019, y hasta que se apruebe la orden por la que se fijen determinados valores de los costes de comercialización de las comercializadoras...”
- En el epígrafe 1 del Anexo I de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la tasa de variación de la demanda debe ser de 1,3% en lugar de 1,97%.
- En el escandallo de costes correspondiente al ejercicio 2019, contenido en el epígrafe 2 del Anexo I de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden (página 20), la suma de los componentes de costes (17.989.380 miles de €) no coincide con el total (18.006.380 miles de €) que figura en el cuadro. En consecuencia, el desajuste del ejercicio mostrado en el cuadro (1.693 miles de €) no coincide con el desajuste que resulta de considerar la suma de los componentes de coste (18.694 miles de €).
- En el cuadro de costes e ingresos previstos para el ejercicio 2019 la demanda en b.c. (275.089 GWh) no coincide con la demanda en b.c. del epígrafe 2.2.

**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 2018 Y  
2019**

## **ANEXO II. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO PARA 2019**

## ANEXO II. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO PARA 2019

La CNMC remitió con fecha 12 de noviembre de 2014 al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, la *“Propuesta de metodología de retribución del operador del mercado”*, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014 (INF/DE/0076/14), al objeto de cumplir con el mandato establecido en 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*, de remitir una propuesta por parte de la CNMC al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, de metodología para el cálculo de la retribución del operador del mercado, y una propuesta de metodología para la fijación de los precios que debe cobrar el operador del mercado a los agentes.

### 1. BASE DE RETRIBUCIÓN PARA 2019

En esta propuesta de metodología, se contempla el establecimiento de una base de retribución, calculada con los datos de la contabilidad financiera auditada de la sociedad OMI, Polo Español, S.A. (OMIE) a 31/12/2013, por las funciones que a dicha fecha realizaba el operador del mercado. La base de retribución contiene los siguientes componentes, siendo 2013 el año base:

- Una retribución por OPEX, basada en los datos de la contabilidad cerrada y auditada de la sociedad que realiza la actividad de operación del mercado, detrayendo las provisiones para indemnizaciones de personal, e incorporando un ajuste sobre los costes que se retribuyen a partir de las subastas reguladas, para evitar la doble retribución. Atendiendo a la naturaleza de OMIE como *“asset-light utility”*, se consideró un margen del 5% sobre los OPEX.
- Un término de amortización estándar, basado en la dotación a la amortización del año base, y que se configura como un valor que permitiría recuperar las inversiones incurridas e ir renovando los equipos, bajo la perspectiva de que la operación del mercado no es una actividad intensiva en inversión, y que por otra parte, las inversiones que pueda realizar, en *software* y *hardware*, tienen ciclos de renovación cortos. El término de amortización estándar previene de retribuir individualmente inversiones, y desincentiva la sobreinversión.
- Un término de retribución financiera estándar, aplicando la tasa de retribución (6,507%) sobre el valor neto del inmovilizado asignado a la actividad de operación del mercado a cierre del año base.

Según la propuesta de metodología de la CNMC, la base de retribución constituiría la retribución que se reconocería por el ejercicio de las funciones que a 31/12/2013 realiza el operador del mercado. Además, la CNMC propone,

previa adaptación del marco normativo vigente, incorporar un tramo de retribución por incentivos, que podría ascender hasta el +/- 5% de la retribución (-2%/+3% en el primer periodo regulatorio).

La CNMC ha propuesto que la metodología de retribución sea del tipo “*Revenue cap*”, de forma que la base de retribución se mantendría constante mientras se mantengan también las funciones, salvo por la aplicación, en su caso, del índice de actualización que se propone en la metodología. De este modo, se consideraba que este método incentivaría la eficiencia en costes y la no sobreinversión. La propuesta de la CNMC es consistente con los principios establecidos en el artículo 14.3 de la Ley 24/2013 del sector eléctrico donde se establece que “*Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo*”.

En aplicación de la propuesta de metodología, se ha actualizado la base de retribución con el índice de actualización hasta 2015, por consistencia con la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 6 de noviembre de 2014, y de forma consistente con la aplicación de índices de actualización a otras actividades reguladas. Sin embargo, no se ha aplicado la fórmula de actualización para actualizar la base de retribución desde 2015, ya que ha devenido inaplicable a tenor de la Ley 2/2015, de 30 de marzo, *de desindexación de la economía española*, que imposibilita la revisión periódica y predeterminada en función de precios, índices de precios o fórmulas que los contengan.

Por ello la retribución base para el año 2019 que aquí se presenta es igual a la retribución base calculada para años anteriores, por un importe de **13.122,644 miles €**.

## **2. COSTES POR FUNCIONES ADICIONALES**

Por otra parte, y de conformidad con el apartado 9 de la propuesta de metodología de la CNMC, se considera que excepcionalmente podrían reconocerse nuevos costes asociados a nuevas funciones con carácter anual, para evitar desequilibrios bruscos de tesorería que puedan poner en riesgo la actividad de operación del mercado, si bien con carácter general, estos costes deberían considerarse, de adoptarse la propuesta de la CNMC, en la revisión de la retribución del operador del mercado que se realizaría cada 3 años, la mitad de la duración del periodo regulatorio de 6 años establecido con carácter general para las actividades reguladas del sector eléctrico. Estos costes se incorporarían

provisionalmente, sin perjuicio de la cantidad finalmente resultante al cierre del ejercicio, que debe ser acreditada fehacientemente, por medio de facturas y/o extractos contables.

Dentro de este mecanismo previsto en la propuesta de metodología de la CNMC, estarían los costes derivados del Proyecto XBID, y la creación de una Unidad de Seguimiento y Monitorización.

De conformidad con lo anterior, la CNMC ha venido considerando en su propuesta de retribución del Operador del Mercado, los costes presupuestados por OMIE relativos al Proyecto XBID y la creación de una Unidad de Seguimiento y Monitorización, siguiendo la siguiente secuencia:

- En la propuesta de retribución del Operador del Mercado de cada ejercicio  $n$ , se ha incorporado el Presupuesto de OMIE del ejercicio  $n$ , relativo al Proyecto XBID y la Creación de una Unidad de Seguimiento y Monitorización.
- Al año siguiente, en la propuesta de retribución del Operador del Mercado del ejercicio  $n+1$ , se ha aplicado un ajuste para adaptar la previsión de gastos por estos conceptos del año  $n$ , a la previsión de cierre de dicho año  $n$ , indicada por OMIE con la información disponible en septiembre del año  $n$ .
- Dos años más tarde, en la propuesta de retribución del Operador del Mercado del ejercicio  $n+2$ , se ha aplicado un segundo ajuste para adaptar la previsión de cierre del año  $n$ , al dato de cierre de dicho año, según la información aportada por OMIE o disponible en las cuentas anuales de dicho ejercicio.

## 2.1 Costes del Proyecto XBID

De conformidad con lo anterior, los costes del Proyecto XBID que han venido siendo considerados en las propuestas de retribución del Operador del Mercado de la CNMC hasta 2016 (inclusive), son los siguientes:

**Cuadro 1. Gastos del Proyecto XBID incorporados en las propuestas de retribución del OM 2014-2016. Importes en miles €**

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC

Las cantidades asociadas al Proyecto XBID habían sido incluidas provisionalmente para evitar desequilibrios bruscos en la tesorería del Operador

del Mercado que pudieran poner en riesgo su actividad, sin perjuicio de la liquidación final que resultara con respecto a los mismos.

La disposición transitoria primera de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, establece que *“los costes en los que incurra el operador del mercado que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo, serán considerados en la retribución que debe ser establecida para dicho operador conforme a lo dispuesto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y su normativa de desarrollo”*.

Esta Comisión considera que la interpretación de este precepto es que los costes asociados al Proyecto XBID deben incorporarse dentro de la retribución del operador del mercado, y financiarse con cargo a los precios que pagan los agentes, de forma consistente con lo establecido en la Ley 24/2013.

Sin embargo, la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes de energía eléctrica para 2016, establece que los costes que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo (costes del Proyecto XBID), de 2015 en adelante, sean satisfechos con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas, una vez validados por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

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

*1. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el citado artículo, la cuantía global determinada para la retribución de la sociedad OMI-Polo Español, S.A. correspondiente al año 2016 será de 14.568 miles de euros.*

*De acuerdo con lo previsto en el artículo 13.3.l) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la diferencia, positiva o negativa, que se produzca entre la cuantía resultante de la recaudación a los agentes del mercado de producción y la establecida en el párrafo anterior tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable, y será incluida en el proceso de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de las liquidaciones en la liquidación 14 del ejercicio 2016.*

*Adicionalmente, se harán efectivos los importes que se deriven de los costes en los que incurra el operador del mercado que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo. A estos efectos, el operador del mercado enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria,*

*Energía y Turismo la información de los costes incurridos en el ejercicio 2015 y en los sucesivos ejercicios, con el desglose y formato que se determine. Una vez validados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo los costes citados, éste procederá a comunicarlo a la Comisión de los Mercados y la Competencia a efectos de su abono al operador del mercado en la liquidación del ejercicio 2015 y sucesivos, según corresponda.*

*En virtud de lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en coherencia con lo dispuesto en el artículo 6 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, y en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, la retribución que se establece en el primer párrafo de este apartado se financiará con los precios que el operador del mercado cobre a los agentes del mercado de producción, tanto a los generadores como a los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad. Esta financiación será asumida a partes iguales por el conjunto de los productores de energía eléctrica, por un lado, y por el conjunto de los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema por otro”.*

Con fecha 18 de abril de 2016, tuvo entrada en la CNMC escrito del Secretario de Estado de Energía, en el que se indica:

*“Con fecha 15 de febrero de 2016 tuvo entrada en este Ministerio el escrito de OMIE enviando información sobre los gastos incurridos en el proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo (XBID) durante el ejercicio 2015.*

*Dicho escrito fue enviado al amparo de lo previsto en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

*A la vista de la documentación aportada, fue solicitada a OMIE por este Ministerio aclaración sobre determinados aspectos de la información enviada, procediendo dicha empresa a dar respuesta mediante escrito de fecha 14 de marzo de 2016.*

*La mencionada disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, señala:  
(..)*

*A la vista de lo anterior, adjunto se envía la documentación aportada por OMIE a fin de que dicha Comisión, como órgano encargado de las liquidaciones, proceda a incluirlos en las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico.”*

A dicho escrito se adjunta la información aportada por OMIE en fecha 15 de febrero de 2016, el oficio de solicitud de aclaraciones de la Directora General de Política Energética y Minas de fecha 3 de marzo de 2016, y el escrito de respuesta de OMIE de fecha 14 de marzo de 2016, en el que OMIE indica que el total a recuperar del Proyecto XBID en 2015 asciende a 1.105.253,32 €. Este importe fue satisfecho con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas de 2015.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

De conformidad con lo establecido en la Disposición Transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 27 de diciembre, no corresponde a esta Comisión validar los costes del Proyecto XBID ni los conceptos que contiene.

No obstante, y dado que las propuestas de retribución del Operador del Mercado calculadas por la CNMC incorporaban costes del Proyecto XBID, se consideró necesario aplicar un ajuste en la retribución del Operador del Mercado en 2017, a fin de detraer la cantidad relativa a los costes del Proyecto XBID que ya había sido considerada en la propuesta de retribución de 2015 y 2016 de la CNMC. Dado que, de conformidad con lo establecido en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 27 de diciembre, los costes del Proyecto XBID serían satisfechos con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas de forma separada.

Por todo lo cual, en el “*Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017*” (IPN/CNMC/029/16), la CNMC propuso incorporar en la propuesta de retribución del Operador del Mercado para 2017, los siguientes ajustes:

**[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

**Cuadro 2. Ajuste a incorporar en 2017 en relación con el Proyecto XBID. Importes en miles €**

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC

Este ajuste no fue aplicado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. Según la Disposición transitoria primera de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017, se mantiene la retribución del operador del mercado en 14.568 miles €, la misma cantidad de 2016. No obstante, esta retribución tiene carácter provisional hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y podrá ser ajustada cuando dicha metodología se establezca. Adicionalmente, la Orden ETU/1976/2016 mantiene la previsión relativa a la satisfacción de los costes del proyecto XBID con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas.

Con fecha 18 de octubre de 2017, se remitió a la CNMC escrito del Secretario de Estado de Energía, en el que se indica:

*“Con fecha 24 de mayo de 2017 tuvo entrada en este Ministerio el escrito de OMIE enviando información sobre los gastos incurridos en el proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo (XBID) durante el ejercicio 2016.*

*Dicho escrito fue enviado al amparo de lo previsto en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

*A la vista de la documentación aportada, fue solicitada a OMIE por este Ministerio aclaración sobre determinados aspectos de la información enviada, procediendo dicha empresa a dar respuesta mediante escrito de fecha 25 de septiembre de 2017.*

*La mencionada disposición transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, señala:  
(..)*

*A la vista de lo anterior, adjunto se envía la documentación aportada por OMIE a fin de que dicha Comisión, como órgano encargado de las liquidaciones, proceda a incluirlos en las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico.”*

A dicho escrito se adjunta la información aportada por OMIE en fecha 24 de mayo de 2017, en la que se indica que los gastos incurridos por OMIE durante el ejercicio 2016 han ascendido a 1.643.412,45 €. Asimismo, se señala que OMIE ha obtenido unos ingresos en el 2016 de 8.389 €, correspondientes a la

incorporación de GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI, S.P.A. (GME) al proyecto XBID. La diferencia entre ambos importes, por valor de 1.635.023,45 €, ha sido incluido en la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico de 2016.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

De conformidad con lo establecido en la Disposición Transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, de 27 de diciembre, no corresponde a esta Comisión validar los costes del Proyecto XBID ni los conceptos que contiene.

Con respecto al ejercicio 2017, esta Comisión no incluyó los costes presupuestados por OMIE del Proyecto XBID dentro de su propuesta de retribución del Operador del Mercado, dado que según la Disposición Transitoria primera de la Orden IET/2735/2015, serían satisfechos con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

La Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017, mantiene en su disposición transitoria primera la previsión relativa a que los costes del Proyecto XBID sean satisfechos con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas, en los siguientes términos:

*“Adicionalmente, se harán efectivos los importes que se deriven de los costes en los que incurra el operador del mercado que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo. A estos efectos, el operador del mercado enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital la información de los costes incurridos en el ejercicio 2017 y sucesivos, con el desglose y formato que se determine. Una vez validados por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital los costes citados, éste procederá a comunicarlo a la Comisión de los Mercados y la Competencia a efectos de su abono al operador del mercado en las liquidaciones del ejercicio 2017 o siguientes, según corresponda”.*

Con fecha 24 de octubre de 2017, se remitió a la CNMC escrito del Secretario de Estado de Energía, en el que se indica:

*“Con fecha 6 de marzo de 2018 tuvo entrada en el Registro del actual Ministerio para la Transición Ecológica escrito del operador del mercado (OMIE) solicitando el reconocimiento de los costes derivados de la puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de*

*negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo (XBID) durante el ejercicio 2017, adjuntando la información correspondiente.*

*A la vista de la documentación aportada, con fecha 15 de junio de 2018 fue solicitada a OMIE aclaración sobre determinados aspectos de la información enviada, recibiendo respuesta con fecha 10 de septiembre de 2018 donde se aclaran los citados aspectos.*

*A la vista de lo anterior, adjunto se remite la última carta remitida por OMIE a fin de que dicha Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como órgano encargado de las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico, proceda a incluir el total de 2.292.819,91 € en las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico.”*

La cantidad de 2.292 miles € ha sido incluida en la liquidación definitiva de 2017.

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

El total de gastos exteriores asociado al Proyecto XBID que aparece en la nota 25 del informe de las cuentas anuales de 2017 de OMIE asciende a 1.851 miles €, según se muestra en el siguiente cuadro.

**Cuadro 3. Costes del Proyecto XBID de cierre de 2017 en cuentas auditadas.**

GASTOS EXTERIORES PROYECTO XBID 2017	IMPORTE (miles €)
PROYECT MANAGER - PX	170
PROYECT MANAGER - JOINT ORGANIZATION	66
OTRAS FACTURAS SOPORTADAS (Legal, grupos, técnicos, ...)	62
DRAG-UAT/FAT/Modificaciones	736
COLT	55
SOFTWARE AG - DESARROLLOS LTS	422
ORACLE -DESARROLLOS LTS	268
LOGICALIS - DESARROLLOS LTS	36
INDRA - DESARROLLOS LTS	66
OTROS - Regularizaciones	-30
<b>TOTAL GASTOS EXTERIORES INCURRIDOS 2017</b>	<b>1.851</b>

Fuente: Cuentas anuales 2017 de OMIE

Para 2018, OMIE solicitó ingresos por el Proyecto XBID por **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** En el informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso para 2018, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 19 de diciembre de 2017 (IPN/CNMC/045/17), esta Comisión se reiteró en lo que venía indicando en los informes sobre las propuestas de órdenes ministeriales por las que se establecen

los peajes de acceso de años anteriores, respecto a que los costes del proyecto XBID deben ser incluidos dentro de la retribución del operador del mercado, y ser satisfechos con cargo a los precios a cobrar a los agentes. Indicando además que esto resulta necesario para la correcta aplicación del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM).

La Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, tuvo en cuenta la propuesta de la CNMC, incorporando los costes del Proyecto XBID dentro de la retribución del Operador del Mercado, en lugar de que sean satisfechos, de forma separada, con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas<sup>17</sup>.

La disposición transitoria primera de dicha orden, establece como retribución del operador del mercado para 2018 la cantidad de 19.749 miles €, que resulta de añadir a los 14.568 miles € de retribución del año anterior, un importe de 5.181 miles €.

Asimismo, establece que la cantidad de 5.181 miles € estará supeditada a la acreditación documental de los costes en que incurra el operador del mercado en el Proyecto XBID y en la Unidad de Seguimiento y Monitorización del mercado.

Aunque no se indica en la propuesta de orden, la cantidad de 5.181 miles € se obtiene de sumar la previsión de costes del Proyecto XBID de 2017 que había indicado OMIE (1.979 miles €), la previsión de costes del Proyecto XBID de 2018 indicada por OMIE (2.475 miles €) y la previsión de costes de la Unidad de Seguimiento y Monitorización del mercado de 2018 indicada por OMIE (727 miles €).

---

<sup>17</sup> **Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2018, y precios a cobrar a los agentes.**

*1. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el citado artículo, la cuantía global determinada para la retribución de la sociedad OMI-Polo Español, S.A. correspondiente al año 2018 será de 19.749 miles de euros.*

*De esta cuantía, 5.181 miles de euros estará supeditada a la acreditación documental de los costes en los que incurra el operador del mercado que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo, y de la creación y operación de la unidad de seguimiento y monitorización para la implementación del Reglamento (UE) nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo (...). A estos efectos, el operador del mercado enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con copia al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital la información de los costes incurridos en el ejercicio 2018 y sucesivos, con el desglose y formato que se determine, para su consideración. (...)*

A los efectos de la acreditación documental de los costes, se establece en la disposición transitoria primera de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, que el operador del mercado enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con copia al Ministerio, la información de los costes incurridos en el ejercicio 2018 y sucesivos, con el desglose y formato que se determine, para su consideración.

En lo relativo a los costes del Proyecto XBID de 2017, resulta por una parte que la Orden ETU/1976/2016, establece que se paguen con cargo a las liquidaciones, siendo el Ministerio el responsable de validar estos costes y comunicarlo a la CNMC para su liquidación; mientras que, por otra parte, la Orden ETU/1282/2017, incluyó estos costes en la retribución del operador del mercado de 2018, que se satisface con cargo a los precios que pagan los agentes.

**Dado que los costes del Proyecto XBID de 2017 han sido incluidos en la liquidación definitiva de 2017, resulta necesario que el Operador del Mercado devuelva al sistema la cantidad incluida dentro de la retribución de 2018 correspondiente al mismo concepto, el Proyecto XBID de 2017 (1.978 miles €). Este ajuste es necesario dado que, en caso contrario, los costes del Proyecto XBID de 2017 se pagarían 2 veces.**

Se propone que la orden por la que se establezcan los peajes de acceso para 2019 establezca la realización de este ajuste, de forma que pueda incorporarse en la liquidación 14 del ejercicio 2018. Este ajuste es independiente del análisis que tendrá que realizar la Comisión sobre los costes incurridos en el proyecto XBID y en la unidad de *monitoring* en 2018 a partir de la información que la Comisión solicite al Operador de Mercado con el desglose y formato que se determine.

### **Ejercicio 2019**

Para el ejercicio 2019, OMIE estima unos costes asociados el Proyecto XBID de **[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

En esta propuesta de retribución del Operador del Mercado, se han incorporado para 2019 los costes estimados por OMIE, sin margen, y detrayendo los ingresos de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**, lo que resulta una cantidad de 1.991 miles €. Se propone que este importe esté supeditado a la acreditación documental de los costes incurridos.

## **2.2 Costes de la Unidad de Seguimiento y Monitorización del Mercado**

La monitorización y supervisión del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, incluyendo el análisis del comportamiento individual de los agentes

del mercado, está incluida en el Reglamento 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía y en las directrices emitidas por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) publicadas en junio de 2016. El Reglamento, junto con las guías de aplicación, establece que los PPATS (*persons professionally arranging transactions*), como es el caso de OMIE, como operador del mercado mayorista eléctrico, tienen un conocimiento exclusivo del mercado y están por tanto en una buena posición para monitorear las actividades de negociación e identificar los potenciales incumplimientos de los artículos 3 y 5 de REMIT, que establecen la prohibición de realizar operaciones con información privilegiada y de manipulación del mercado respectivamente. La guía precisa que REMIT impone una responsabilidad explícita a los PPATs de monitorear los mercados mayoristas de energía europeos, así como de contribuir a su integridad, transparencia y funcionamiento adecuado. Asimismo, el PPAT debe notificar al regulador información precisa de las transacciones sospechosas que pudieran resultar en un incumplimiento del REMIT. Según lo indicado por OMIE, esto implica el desarrollo de herramientas específicas y la dedicación de personal específico para cumplir correctamente con las obligaciones establecidas a los PPATs. Además, se requiere implantar medidas apropiadas de separación del equipo dedicado al seguimiento del mercado, para garantizar la integridad y la confidencialidad de la información analizada, así como la creación de un sistema de análisis, base de datos, etc., independiente del resto de unidades de OMIE.

En su propuesta de retribución del operador del mercado para 2018, la CNMC incluyó la previsión de OMIE, por importe de 727.000 €, para la creación de una Unidad de Seguimiento y Monitorización del Mercado, que fue incluida en la Orden ETU/1282/2017, supeditada a la acreditación documental de los costes en los que finalmente se incurra.

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Para el ejercicio 2019, OMIE estima unos costes asociados a la Unidad de Seguimiento y Monitorización, de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, con el siguiente desglose:

**Cuadro 4. Desglose de gastos de Monitoring previstos para 2019 (miles €)**

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Presupuesto 2019 de OMIE aportado a la CNMC

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

En esta propuesta de retribución del Operador del Mercado, se han incorporado para 2019 los costes estimados por OMIE, por importe de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, sin margen, de la Unidad de Seguimiento y Monitorización de Mercado, que se propone que estén supeditados, al igual que los de 2018, a la acreditación documental de los mismos.

### **3. AJUSTE POR SERVICIOS PRESTADOS INTRAGRUPO ASOCIADOS A LA REALIZACIÓN DE SUBASTAS REGULADAS**

De conformidad con la propuesta de metodología, la CNMC ha venido considerando en su propuesta de retribución del Operador del Mercado, un ajuste o reducción de la base de retribución, en concepto de los ingresos que recibe OMIE de sus filiales, por la prestación de servicios asociados a las subastas reguladas, dado que lo contrario implicaría retribuir dichos costes doblemente, dentro de la operación del mercado, por una parte, y como retribución por el desarrollo de las subastas a las filiales. De conformidad con la metodología, se ha venido aplicando un porcentaje de reducción de los ingresos de las subastas del 79%<sup>18</sup>.

En el cálculo de estos ajustes, se ha seguido la siguiente secuencia:

- En la propuesta de retribución del Operador del Mercado de cada ejercicio  $n$ , se ha deducido un 79% de los ingresos previstos por subastas en cada ejercicio  $n$ , según la información disponible en la CNMC en septiembre del año  $n-1$ .
- Al año siguiente, en la propuesta de retribución del Operador del Mercado del ejercicio  $n+1$ , se ha aplicado un ajuste para adaptar los ingresos previstos por subastas del año  $n$ , a la mejor información disponible en septiembre del año  $n$ .
- Dos años más tarde, en la propuesta de retribución del Operador del Mercado del ejercicio  $n+2$ , se ha aplicado un segundo ajuste para considerar finalmente los ingresos reales por subastas del año  $n$ , una vez cerrado este ejercicio.

Siguiendo esta misma secuencia, el **ajuste que es necesario incorporar en 2019** asciende a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

---

<sup>18</sup> Dicho porcentaje se obtuvo a partir de la cantidad facturada por OMIE a sus filiales en relación a los ingresos que obtuvieron estas en 2013 por la realización de subastas. En 2012, este porcentaje ascendió al 96%.

En 2018 no se han realizado subastas. En 2019, no se prevé que las filiales de OMIE reciban ingresos por la organización de subastas, luego no se aplica ningún ajuste negativo por este concepto.

## 4. CONSIDERACIONES ADICIONALES

### 4.1 Proyecto PCR<sup>19</sup>

De conformidad con la propuesta de metodología de la CNMC, no se consideran las modificaciones y adaptaciones que se derivan del PCR en 2019, ya que la base de retribución, calculada con datos de 2013, incorpora un coste importante asociado al desarrollo del PCR, siendo el coste de modificaciones y adaptaciones recurrente anual, inferior al coste de desarrollo de 2013, por lo que se considera que dichas modificaciones y adaptaciones están internalizadas en la base de retribución, no teniendo el proyecto PCR carácter de nueva función.  
**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Puesto que el proyecto PCR se implementó en 2013, se considera que los costes asociados al proyecto PCR que se generen en el futuro, están ya internalizados en la base de retribución, y forman parte de las funciones de OMIE en base a las cuales dicha retribución se ha calculado.

**En anteriores propuestas de la CNMC se viene señalando, no obstante, que en caso de que OMIE recupere parte de los costes históricos del proyecto, por la adhesión de nuevos participantes, estas cantidades deberían ser deducidas de su retribución. Con fecha 16/10/2018, se ha facturado a HENEX su adhesión al PCR, habiendo facturado OMIE [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] miles € de costes históricos, que ha pasado a asumir HENEX. Se considera necesario incorporar un ajuste negativo en la retribución de OMIE por este concepto.**

### 4.2 Contrato de prestación de servicios con MIBGAS

OMIE indica que ha desarrollado la estructura y sistemas necesarios para la operación del Mercado organizado del Gas, bajo un contrato de prestación de servicios con MIBGAS. Cabe indicar que no se han tenido en cuenta para determinar la retribución del operador del mercado, los costes incurridos por

---

<sup>19</sup> *Price Coupling of Regions (PCR)* es el proyecto de los mercados europeos de electricidad, para desarrollar un sistema de acoplamiento de mercados que calcule los precios de la electricidad en toda Europa, y que permita asignar la capacidad transfronteriza en los mercados de corto plazo. Actualmente, OMIE trabaja en conjunto con otros Operadores del Mercado y operadores del sistema en dos proyectos de alcance europeo: El PCR o mercado diario y el XBID o mercado intradiario. El PCR estaba ya operando desde febrero de 2014, mientras que el XBID se encontraba en su fase final de desarrollo a principios de 2018, operando desde junio de 2018.

OMIE asociados a estos trabajos, que deberán ser recuperados mediante el contrato de prestación de servicios con MIBGAS. **[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

### 4.3 Contrato de prestación de servicios con MIBGAS DERIVATIVES

El artículo 11 de la Orden *ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017*, habilita a MIBGAS, S.A. para negociar nuevos productos a) y b), que se enmarcan fuera del sistema regulado de gas natural, y que no están sometidos a regulación sectorial específica ni recibirán retribución alguna por parte del sistema gasista:

- a) Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.
- b) Productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de plantas de regasificación o agrupación de ellas, y de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos.

Asimismo, se establece que MIBGAS S.A. llevará cuentas separadas que garanticen la separación contable entre los costes e ingresos vinculados a la negociación de los productos habilitados a negociar en el mercado organizado del gas que reciben retribución transitoria, y el resto de costes e ingresos vinculados a la negociación de los productos habilitados a negociar en el mercado organizado del gas que quedan fuera de la retribución transitoria, así como del resto de actividades que MIBGAS, S.A. realice de forma accesorio, y que también quedan fuera de la retribución anual transitoria.

Con fecha 12 de septiembre de 2017, MIBGAS, S.A. comunicó a la CNMC la constitución de su filial 100% participada MIBGAS DERIVATIVES, S.A.U. con un capital social inicial de 500.000 €, el pasado 27 de julio de 2017. Al haber optado por una separación jurídica, se cumplen los criterios de separación contable, dado que MIBGAS DERIVATIVES, S.A.U. dispondrá de su propia contabilidad financiera. **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**

En el presupuesto de 2018 de OMIE, se prevé que OMIE de soporte a la operación e infraestructura de MIBGAS DERIVATIVES, a través de un contrato de prestación de servicios con dicha sociedad, similar al instrumentado con MIBGAS. **[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

En todo caso, cabe indicar que, al tratarse de una actividad no regulada, no deben tenerse en cuenta para determinar la retribución del operador del mercado, los costes incurridos por OMIE asociados a estos trabajos, que

deberán ser recuperados mediante el contrato de prestación de servicios con MIBGAS DERIVATIES.

#### 4.4 REMIT

Por otra parte, OMIE indica en su presupuesto de 2019, que continúa desarrollando su actividad como entidad acreditada *Registered Reporting Mechanisms (RRMs)*, por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), en el marco regulatorio de REMIT. En este sentido, OMIE ofrece el servicio a los agentes de realizar el intercambio eficaz y seguro de información entre los participantes del mercado y ACER. A cambio, los agentes que contratan este servicio satisfacen un *fee* a OMIE.

La actividad asociada al reporting de datos por cuenta de los agentes en el ámbito del REMIT se inició en noviembre de 2015 por parte de OMIE.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

En relación a esta prestación de servicios, se señala que no se han tenido en cuenta para determinar la retribución del operador del mercado los costes incurridos, que son recuperados por medio de los precios que satisfacen los agentes.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

#### 4.5 Cursos de formación

Tampoco se han tenido en cuenta en el cálculo de la retribución del operador del mercado, ni los costes ni los ingresos recibidos por los cursos de formación que realiza OMIE [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] A pesar de no tenerlos en cuenta, se señala que según la nota 16 de la memoria de las cuentas auditadas de OMIE de 2017, la sociedad ha obtenido unos ingresos de 160 miles € en concepto de “*ingresos provenientes de cursos de formación y cobros de las comisiones por intereses de la gestión de la cuenta de liquidaciones*”, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

#### 4.6 Dividendos OmiClear

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

No se tienen en cuenta en la retribución del operador del mercado, ni la adquisición de participaciones en OmiClear, ni los dividendos que se reciben asociados a dicha participación.

Según la nota 9 de las cuentas auditadas de OMIE de 2017, con fecha 16/12/2015 OMIE ha concedido un préstamo a OmiClear por importe de 373.324 €, con vencimiento el 31/12/2021 y que devenga un tipo de interés de Euribor a 6 meses más un margen del 3,25%. Durante el ejercicio 2017 los intereses devengados han ascendido a 9.666 € (7.925 euros en 2016).

Con fecha 19 de diciembre de 2017, el Consejo de Administración de OMIE ha aprobado la conversión de deuda en fondos propios del préstamo concedido a OmiClear que a 31/12/2017 ascendía a 262.917 €.

#### 4.7 Plantilla

##### Consideraciones sobre el incremento de plantilla

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

##### Cuadro 5. Dedicación de plantilla de OMIE. Número de personas

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: información aportada por OMIE

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Dado que no es posible distinguir qué parte del incremento de plantilla se debe al cumplimiento del Reglamento CACM, obligatorio para OMIE, y qué parte se debe a la asunción de la función de NEMO Central Admin., en esta propuesta de retribución se ha considerado, como se detalla en el apartado 2.1, el incremento de costes de personal previsto para OMIE en 2019, menos los [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] de ingresos asociados al desarrollo de esta función. Se considera que el importe debe estar en todo caso supeditado a la acreditación documental de los costes incurridos.

##### Indemnizaciones y provisión por personal directivo

En las cuentas auditadas de 2017 de OMIE, dentro de los gastos de personal (nota 17) hay un concepto denominado “*indemnizaciones y provisión por personal directivo*” que la CNMC no consideró a efectos del cálculo de la base de retribución de OMIE en su propuesta de metodología, cuyo importe asciende a 1.150.000 € para el ejercicio 2017 (1.173.100 € para el ejercicio 2016), frente a los 600.000 € que la sociedad realizaba como dotación a la provisión anualmente en ejercicios anteriores (2012, 2013, 2014).

Con respecto a las provisiones, según la nota 13 de la memoria, OMIE disponía de un saldo acumulado de 4.731.440 € a 31/12/2016. En 2017, se han dotado

450.000 € adicionales, y además, se ha aplicado un importe 1.550.691 €<sup>20</sup> para hacer frente a la indemnización por cese del Presidente de OMIE en 2017.

El saldo acumulado de provisiones a 31/12/2017 es de 3.630.757 €. La mayor parte de este importe está externalizado en un depósito con tipo de interés del 2,2%, a través de una compañía de seguros.

El 20 de junio de 2017 y el 10 de noviembre de 2017, OMIE firmó sendos contratos con el nuevo Presidente y Vicepresidente, que establecen, de nuevo, indemnizaciones por cese. Tras el cambio de Vicepresidente en 2018, las cuentas anuales de 2018 recogerán seguramente nuevas indemnizaciones por cese.

En el escrito de 12/11/2018 de OMIE, en contestación al segundo requerimiento de información de la CNMC, se facilita información desglosada de los gastos de personal. En concreto sobre las indemnizaciones y provisiones comunica que para la actividad de operador del mercado por este concepto registrará un importe de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** para el cierre de 2018, como consecuencia de lo señalado en el apartado anterior.

Cabe destacar que en la nota 13 de la memoria de las cuentas auditadas de OMIE, se señala que *“el importe de la provisión a 31 de diciembre de 2017 y 2016 corresponde a la provisión por las responsabilidades con el Presidente y ciertos directivos de la Sociedad derivadas tanto, de relaciones contractuales, como de las obligaciones incluidas en los acuerdos marcos de definición del mercado ibérico de energía España – Portugal de fecha 10 de junio de 2011, ambas incluidas en el desglose de costes presupuestados a petición del Ministerio para la aprobación de la retribución correspondiente aprobada por Orden Ministerial en cada ejercicio”*.

Al respecto de esta consideración, se reitera que la propuesta de metodología de retribución del operador del mercado de la CNMC no considera las dotaciones que sistemáticamente se vienen realizando en cada ejercicio por este concepto, dentro de los costes que deban retribuirse con cargo a la actividad regulada de operación del mercado. Todo ello sin perjuicio de la decisión que los accionistas de OMIE adopten libremente al respecto.

## **5. ANÁLISIS DE LOS COSTES DE OMIE EN EL PERIODO 2013-2017**

En este apartado se presenta un análisis de la evolución de los costes de OMIE en el periodo 2013-2017 (último ejercicio cerrado disponible), al objeto de evaluar si existen diferencias significativas entre los costes de 2013 (cuyos datos se

---

<sup>20</sup> Según la nota 19 de la memoria de las cuentas anuales de 2017, las retribuciones satisfechas por OMIE a los miembros del Consejo de Administración fueron de 1.978 miles de euros (390.miles de euros en 2016), de los cuales 1.551 miles de euros corresponden a una indemnización por cese del Presidente de OMIE.

consideraron para calcular la base de retribución) en la propuesta de metodología de retribución del operador del mercado elaborada por la CNMC, y los costes de 2014, 2015, 2016 y 2017.

Este análisis se realiza sobre el total de la sociedad, por lo que incluye la totalidad de los costes de OMIE.

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

***Cuadro 6. Análisis de los costes de OMIE en el periodo 2013-2017. Importes en €***

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Circular 5/2009 y Cuentas anuales de OMIE

El análisis de costes que se muestra en el cuadro anterior pone de manifiesto que no existen diferencias significativas entre los costes del Operador del Mercado de 2013, que fueron considerados por la CNMC para calcular la base de retribución, en su propuesta de metodología de retribución del operador del mercado, y los de los ejercicios 2014, 2015 y 2016. En 2017 se observa por primera vez un incremento de los costes totales, por importe de 744.689 miles €. No obstante, cabe indicar que se trata de costes totales de la sociedad OMIE, que soportan por lo tanto la operación del mercado, y otras actividades como la prestación de servicios a MIBGAS y el reporting de datos de REMIT por cuenta de los agentes, que generan ingresos adicionales para OMIE.

Según las cuentas auditadas de 2017 de OMIE, la sociedad ha obtenido un resultado del ejercicio después de impuestos en 2017 de 2,61 millones €. Este resultado supone un incremento del 9,4% sobre los 2,38 millones € de beneficio de 2016. En todos los ejercicios del periodo 2014-2017, OMIE ha distribuido a dividendos el 90% del resultado del ejercicio.

Las cuentas de 2017 incorporan los costes del Proyecto XBID **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, así como las dotaciones a provisiones para indemnizaciones al Presidente y ciertos directivos.

OMIE ha registrado en el balance, dentro de “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar”, el importe de 1.851 miles<sup>21</sup> € correspondiente a los costes repercutidos por terceros asociados al Proyecto XBID, en previsión de que dichos costes sean ingresados a OMIE en aplicación de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

## 6. PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO PARA 2019

De conformidad 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 (INF/DE/0076/14), al objeto de cumplir con el mandato establecido en 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*, se propone una retribución provisional para el operador del mercado en 2019 de 15.632,29 miles de euros.

De esta cuantía, se propone, de forma concordante con lo establecido en la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, que la cantidad de 2.744 miles € esté supeditada a la acreditación documental de los costes en los que incurra el

---

<sup>21</sup> Dato obtenido del informe de gestión de OMIE, correspondiente al ejercicio 2017.

operador del mercado que se deriven del desarrollo del Proyecto XBID y la Unidad de Seguimiento y Monitorización.

**Cuadro 7. Propuesta de retribución del Operador del mercado. Importes en miles €**  
**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC

*Nota: La base retributiva incluye los costes correspondientes al PCR.*

**La propuesta de retribución para el Operador del mercado en 2019 por un importe de 15.623.292 euros, considera que en la orden por la que se establezcan los peajes de acceso para 2019 se llevará a cabo un ajuste de forma que en la liquidación 14 del ejercicio 2018 se detraigan el importe de 1.978 miles de € incluido en concepto de costes del Proyecto XBID de 2017 (y recogido en la retribución para 2018 establecida en la Orden ETU/1282/2017), dado que en caso contrario dichos costes se pagarían 2 veces.**

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

## **ANEXO III. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA PARA 2019**

## ANEXO III. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA PARA 2019

La CNMC remitió con fecha 12 de noviembre de 2014 al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica), la “*Propuesta de metodología de retribución del operador del sistema*”, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 6 de noviembre de 2014 (INF/DE/0076/14), al objeto de cumplir con el mandato establecido en 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*, de remitir una propuesta por parte de la CNMC a dicho Ministerio, de metodología para el cálculo de la retribución del Operador del Sistema, y una propuesta de metodología para la fijación de los precios que debe cobrar el Operador del Sistema a los agentes.

### 1. BASE DE RETRIBUCIÓN PARA 2019

En esta propuesta de metodología, se contempla el establecimiento de una base de retribución, calculada con los datos de la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema a 31/12/2013, obtenida de la Circular 5/2009 y de las cuentas auditadas de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., por las funciones que a dicha fecha realiza el Operador del Sistema. La base de retribución contiene los siguientes componentes, siendo 2013 el año base:

- Una retribución por OPEX, basada en los datos de la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema, detrayendo los gastos de personal activados, las indemnizaciones y los otros ingresos de explotación. Atendiendo a la naturaleza del OS como “*asset-light utility*”, se consideró un margen del 5% sobre los OPEX.
- Un término de amortización estándar, basado en la dotación a la amortización del año base, y que se configura como un valor que permitiría recuperar las inversiones incurridas e ir renovando los equipos, bajo la perspectiva de que la operación del sistema no es una actividad intensiva en inversión y que, por otra parte, las inversiones que pueda realizar, en *software* y *hardware*, tienen ciclos de renovación cortos. El término de amortización estándar previene de retribuir individualmente inversiones, y desincentiva la sobreinversión.
- Un término de retribución financiera estándar, aplicando la tasa de retribución (6,507%) sobre el valor neto del inmovilizado asignado a la actividad de operación del sistema a cierre del año base.

Según la propuesta de metodología de la CNMC, la base de retribución constituiría la retribución que se reconocería por el ejercicio de las funciones que

a 31/12/2013 realiza el Operador del Sistema, y que asciende a 59.272 miles de euros. Además, la CNMC propuso incorporar un tramo de retribución por incentivos, que podría ascender hasta el +/- 5% de la retribución (-2% / +3% en el primer periodo regulatorio).

La CNMC propuso que la metodología de retribución fuera del tipo “*Revenue cap*”, de forma que la base de retribución se mantendría constante mientras se mantuvieran también las funciones, salvo por la aplicación, en su caso, del índice de actualización que se propone en la metodología. De este modo, se consideraba que este método incentivaría la eficiencia en costes y la no sobreinversión. La propuesta de la CNMC es consistente con los principios establecidos en el artículo 14.3 de la Ley 24/2013 del sector eléctrico donde se establece que “*Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo*”.

En aplicación de la propuesta de metodología, se ha actualizado la base de retribución con el índice de actualización hasta 2015, por consistencia con la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 6 de noviembre de 2015, y de forma consistente con la aplicación de índices de actualización a otras actividades reguladas. Sin embargo, no se ha aplicado la fórmula de actualización para actualizar la base de retribución de 2015 a 2019, ya que ha devenido inaplicable a tenor de la Ley 2/2015, de 30 de marzo, *de desindexación de la economía española*, que imposibilita la revisión periódica y predeterminada en función de precios, índices de precios o fórmulas que los contengan.

Por ello, la retribución base para el año 2019 que aquí se presenta es igual a la retribución base calculada para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, por un importe de **58.627 miles de euros**.

## 2. DETRACCIÓN DE INGRESOS POR LAS ACTUACIONES DE VERIFICACIÓN EN EL SISTEMA DE MEDIDAS

De conformidad con la metodología de la CNMC, para obtener la propuesta de retribución de la actividad de operación del sistema para el año 2019, se detraen los ingresos que el Operador del Sistema prevé obtener por las actuaciones de verificación en el sistema de medidas, que el OS realiza a petición de los agentes, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** Estos ingresos se detraen dado que los costes asociados a los mismos están imputados a la actividad de operación del sistema dentro de la contabilidad separada por

actividades, y por lo tanto han sido tenidos en cuenta a la hora de calcular la base de retribución.

### 3. COSTES POR FUNCIONES ADICIONALES

Por otra parte, y de conformidad con el apartado 11 de la propuesta de metodología de la CNMC, se considera que excepcionalmente podrían reconocerse nuevos costes asociados a nuevas funciones con carácter anual, para evitar desequilibrios bruscos de tesorería que puedan poner en riesgo la actividad de operación del sistema. Con carácter general estos costes deberían considerarse, de adoptarse la propuesta de la CNMC, en la revisión de la retribución del Operador del Sistema que se realizaría cada 3 años, la mitad de la duración del periodo regulatorio de 6 años establecido con carácter general para las actividades reguladas del sector eléctrico, atendiendo a la novedad del mecanismo de retribución que se introduce y de los incentivos.

En este sentido, la CNMC propuso en el *“Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017”* (IPN/CNMC/029/16), incorporar un importe de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** en concepto de costes asociados a nuevas funciones en 2014, y un importe de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** en concepto de costes asociados a nuevas funciones en 2015. En el ejercicio siguiente, la CNMC propuso en el *“Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018”* (IPN/CNMC/045/17) **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** en concepto de costes asociados a nuevas funciones en 2016. Todo ello considerando que el OS había remitido determinada documentación soporte, como facturas, que acreditaban fehacientemente el importe del gasto soportado en concepto de pagos a terceros por nuevas funciones atribuidas por la normativa europea y española en los ejercicios cerrados 2014, 2015 y 2016.

Los importes de 2014 y 2015 no fueron aplicados. De acuerdo a la Disposición transitoria segunda de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017, se mantuvo la retribución del Operador del Sistema en 56.000 miles €, la misma cantidad de 2016. No obstante, esta retribución tiene carácter provisional hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y podrá ser ajustada cuando dicha metodología se establezca. El importe de 2016 tampoco fue aplicado.

Sin embargo, la Disposición transitoria segunda de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, aumentó la retribución del Operador del Sistema en 9.830 miles €, hasta 65.829 miles €. Aunque no se indica en la propuesta de orden, la cantidad de 9.830 miles € se obtiene de sumar la previsión de costes por las pruebas de rendimiento de los grupos no peninsulares para 2018 indicada por el

OS (764 miles €) y la previsión de costes por nuevas funciones atribuidas por la normativa europea para 2018 indicada por el OS (9.065 miles €).

La cuantía de 9.065 miles € está supeditada a la acreditación documental de los costes incurridos en el marco del diseño, desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión del mercado de electricidad en el ámbito europeo, adicionales respecto a los incurridos en el año 2013<sup>22</sup>. A estos efectos, se establece en la disposición transitoria segunda de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, que el operador del sistema enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con copia al Ministerio, la información de los costes incurridos en el ejercicio 2018 y sucesivos, con el desglose y formato que se determine, para su consideración.

La retribución del operador del sistema de 2018 también tiene carácter provisional hasta el desarrollo de la metodología a la que se refiere el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y podrá ser ajustada cuando dicha metodología se establezca.

Para realizar una propuesta de retribución del Operador del Sistema para 2019, y en tanto no se disponga de la metodología que finalmente se establezca, se ha optado por realizar una propuesta consistente con la que ha realizado esta Comisión en ejercicios anteriores. En este sentido, en esta propuesta se tienen en consideración los costes que el operador del sistema ha acreditado respecto del ejercicio 2017 (último cerrado a fecha actual), en relación con nuevas funciones atribuidas por la normativa española y europea.

En atención al principio consignado en la propuesta de metodología de la CNMC, mediante oficio del Director de Energía remitido al Operador del Sistema (*Asunto: Petición de información con el objeto de emitir los correspondientes informes sobre la actualización de las tarifas de acceso a las redes. REF.: INF/DE/097/18*), se solicitó la siguiente información relativa a los costes por funciones adicionales:

*Indicar para los ejercicios 2017 (dato de cierre), 2018 (previsión de cierre) y 2019 (estimado) los gastos (desglosados por conceptos) correspondientes a nuevas funciones del Operador del Sistema, que hayan sido asignadas por la regulación. Identificar de forma individualizada los gastos correspondientes a cada nueva función y aportar la documentación de soporte que acredite fehacientemente el importe del gasto y que este se*

---

<sup>22</sup> Según la Disposición transitoria segunda de la Orden ETU/1282/2017: “De esta cuantía, 9,065 miles de Euros estará supeditada a la acreditación documental de los costes en que incurra el operador del sistema en el marco del diseño, desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión del mercado de electricidad en el ámbito europeo, adicionales respecto a los incurridos en el año 2013. A estos efectos, el operador del sistema enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con copia al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital la información de los costes incurridos en el ejercicio 2018 y sucesivos, con el desglose y formato que se determine, para su consideración”.

*corresponde a una nueva función. Entre otros conceptos se solicitan expresamente los siguientes:*

- *En relación a los costes por funciones adicionales derivadas de la normativa europea:*
  - *Se solicita que indique el importe de la cuota satisfecha por el Operador del Sistema a ENTSO-E en 2017, y el importe que prevé satisfacer en 2018 y 2019. Se solicita que remita la factura o apunte contable que acredite fehacientemente el importe satisfecho para el ejercicio 2016, y la documentación soporte que acredite fehacientemente el importe que deberá satisfacer en 2018 y 2019.*
  - *Se solicita que desglose los costes incurridos en el año 2017, y previstos para 2018 y 2019, por nuevas funciones atribuidas por la normativa europea, para cada sistema y proyecto, según el desglose remitido a la CNMC en el “Informe de los costes incurridos por REE en los trabajos necesarios para la consecución del Mercado Interior de la electricidad”. Además, se solicita que identifique el importe de los servicios exteriores o costes repercutidos por un tercero en relación a dichos proyectos, y se aporte la documentación de soporte, como contratos y facturas, que permita acreditar fehacientemente el importe del gasto incurrido, su naturaleza, y su correspondencia con el proyecto o sistema. En el caso de que se trate de facturas de servicios que sean comunes a las nuevas funciones atribuidas por la normativa europea y a otras funciones ya reconocidas, se justificará el importe parcial que se imputa a las nuevas funciones, y el criterio seguido para establecer dicha imputación.*

*Se deberán presentar de forma separada los costes relativos al diseño, desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión del mercado de electricidad en el ámbito europeo.*

- *En relación a las subastas de interrumpibilidad:*

*Se solicita que remita los contratos y facturas, que acrediten fehacientemente el importe satisfecho en el año 2017, en relación a las subastas de interrumpibilidad, y la documentación soporte que acredite fehacientemente el importe que deberá satisfacer en 2018 y 2019.*

- *En relación a las pruebas en los grupos de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares:*

*Se solicita que remita el contrato y las facturas que permitan acreditar fehacientemente el importe del gasto incurrido en 2017, y la documentación soporte que acredite fehacientemente el importe que deberá satisfacer en 2018 y 2019.*

- *En relación a los costes derivados de la aplicación de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, el coste anual de la plataforma CASC, y dentro del ámbito de las subastas de interconexión España-Portugal, el coste repercutido por OMIP y el coste financiero de las garantías depositadas.*

En respuesta a estas peticiones, el Operador del Sistema ha aportado un documento de “*Propuesta de reconocimiento de costes de la Operación del Sistema Eléctrico para 2019*”, que recoge la información mostrada en el cuadro 1 sobre los costes por funciones adicionales atribuidas por la normativa europea y española, relativa al ejercicios 2017 (datos de cierre), 2018 (previsión de cierre) y 2019 (estimación).

**Cuadro 1. Evolución Costes de funciones adicionales 2014-2019 aportada por el OS (miles de euros)**

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: OS y Orden ETU/1133/2017

Nótese que en el cuadro anterior no se ha considerado la cifra de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** prevista por el OS para 2017, la de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** prevista por el OS para 2018, ni la de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** estimada para 2019, por la organización de las subastas de interrumpibilidad, debido a que según la orden ETU/1133/2017, “*el coste imputable a la organización del procedimiento de subastas será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios, en función de la cantidad de potencia adjudicada*”.

**[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**

El incremento de costes, que según el OS ya se habría materializado en 2014, se debe a requerimientos impuestos por la normativa europea y española, según el desglose que se muestra en el cuadro anterior.

Cabe indicar que el dato de cierre de 2017 y la previsión de cierre de 2018 son inferiores a los datos que el OS había indicado a la CNMC en la información remitida en 2017 para la elaboración del informe sobre el borrador de orden por la que se actualizan los peajes de acceso de 2017, habiendo indicado la cantidad de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**

El OS ha aportado determinada documentación de soporte, como facturas, que acreditan el importe de la mayoría de estos gastos en 2017 y que se analizan a continuación.

### **3.1. Costes por funciones adicionales derivados de la normativa europea**

En relación a los costes adicionales derivados de la normativa europea, estos se corresponden con el desglose mostrado en el siguiente cuadro:

***Cuadro 2. Evolución costes adicionales por nuevas funciones introducidas por la Normativa Europea 2014-2019 aportados por el OS (Euros)***

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: OS

**Nota:** La descripción de los proyectos es la siguiente:

IFE- JAO- EU HAR+SA: Asignación derechos físicos de capacidad en la interconexión Francia - España en aplicación de las reglas EU HAR y SAR

DA MRC: Participación, supervisión y control del acoplamiento de mercados diarios (*Day Ahead Multi Regional Coupling (DA MRC)*)

BALIT - IFE&IPE: Programación de servicios transfronterizos de balance mediante la plataforma BALIT

XBID NWE+ & SWE LIP: Diseño, desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de la plataforma europea de contratación intradiaria continua, y del modelo de mercado intradiario híbrido MIBEL.

SUBASTAS CP IFE: Ejecución de subastas explícitas de corto plazo en la interconexión FR-ES.

CORESO: Participación del OS en CORESO (COoRdination of Electricity System Operators).

ENTSO-E: Participación del OS en las actividades de ENTSO-E.

TERRE: Proyecto para el diseño de plataforma suprarregional de intercambio de energías de balance RR (Replacement Reserves – gestión de desvíos).

GL MERCADOS: Implantación de las Directrices (GLs) de Mercados en la región SWE y en el SEE.

MARI (mFRR): Proyecto para el diseño de plataforma europea de intercambio de energías de balance de tipo mFRR (manual Frequency Restoration Reserves - terciaria).

IGCC (IN): Proyecto para la integración del sistema eléctrico español en el proceso de Imbalance Netting (IN).

TRANSP-REMIT: Desarrollos relativos al Reglamento Europeo de Transparencia y al Reglamento REMIT.

SAMONMER: Diseño, desarrollo y pruebas de la herramienta para la monitorización y supervisión de los mercados de acuerdo al artículo 15 del Reglamento REMIT.

PICASSO (aFRR): Proyecto para el diseño de plataforma europea de intercambio de energías de balance de tipo aFRR (automatic Frequency Restoration Reserves - secundaria).

SO GL y NC ER: Implantación de la GL de Operación (SO GL) y del Código de Red de Emergencia y Reposición del Servicio (NC ER).

CÓDIGOS DE RED DE CONEXIÓN: Implementación de los Códigos de Red de Conexión.

COMPENSACIÓN DE DESVÍOS: Proyecto de adaptación de la compensación de los desvíos involuntarios entre sistemas eléctricos a la EB GL.

MODELOS EXPORT. CIM: Proyecto de desarrollo de los modelos de exportación al Common Identification Model (CIM).

GENES: Proyecto de Generación de Escenarios.

ISP 15 MINUTOS: Adaptación del Imbalance Settlement Period (ISP) a 15 minutos.

PORTAL DE SERVICIOS DEL OS: Proyecto de diseño, desarrollo y puesta en marcha de un nuevo portal de servicios del Operador del Sistema.

DEMANDA Y ALMACENAMIENTO EN SAS: Ajustes en el sistema e-SIOS y en los mercados de servicios de balance para contemplar la participación de las instalaciones de demanda y de almacenamiento.

IPE-JAO: Asignación en JAO de derechos financieros de largo plazo de la interconexión PT-ES.

ZONAS DE REGULACIÓN GL EB: Evolución de las Zonas de Regulación Secundaria para la implantación de la GL EB.

MONITORIZACIÓN (ART. 15 REMIT): Desarrollo de procedimientos de monitorización y supervisión apoyados en la herramienta SAMONMER para la monitorización y supervisión de los mercados de acuerdo con el artículo 15 del Reglamento REMIT.

Se considera que REE ha aportado a la CNMC facturas con fecha de emisión 2017 que acreditan los “Pagos a terceros”, relativos a proyectos europeos (tanto a su operación y gestión como a su diseño, desarrollo y puesta en marcha), por importe de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, según se muestra en el cuadro:

---

**Cuadro 3. Costes de Normativa Europea 2017 justificados (euros)**

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por el OS

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Como puede observarse en el cuadro anterior, la cuota de CORESO y de ENTSO-E son los importes más relevantes de los costes asociados a la normativa europea. REE ha acreditado ante la CNMC, mediante facturas, los importes satisfechos en concepto de cuota a CORESO y a ENTSO-E en 2016 y 2017. Teniendo en cuenta que el OS ya era miembro de ENTSO-E en 2013, se considera que el coste de esta cuota ya está incorporado en la base de retribución, que se calculó con los datos de los costes a 31 de diciembre de 2013, por lo que únicamente cabría incorporar los incrementos de esta cuota que se hubieran producido desde entonces, y que se detallan en el cuadro siguiente:

---

**Cuadro 4. Evolución Cuota ENTSO-E 2014-2018 (euros)**

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por el OS

Teniendo en cuenta esta consideración, se considera que cabría valorar reconocer los siguientes costes externos repercutidos al OS, asociados a proyectos europeos en el ejercicio 2017, de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Según la clasificación que ha sido aportada a la CNMC, cabe distinguir entre los siguientes conceptos de coste:

- **Pagos a terceros:** son aquellos facturados por plataformas europeas, como JAO, CORESO..., sobre los costes comunes que le corresponde abonar a REE, según su porcentaje de contribución al proyecto.

REE también ha incluido en 2017 en este concepto los desarrollos IT, que antes estaban considerados como un concepto independiente.

Se considera que cabría reconocer los costes externos repercutidos a REE por un tercero, prudentemente incurridos y que estén acreditados con documentación soporte como facturas, teniendo en cuenta que constituyen costes por nuevas funciones sobrevenidas, derivadas de la normativa europea, y sobre los que el OS no tiene

capacidad de gestión ni control, al ser repercutidos por un tercero. Y que, por otra parte, tienen carácter de coste adicional, al no estar incluidos en la base de retribución.

- **Viajes**: son los costes de viajes asociados a los proyectos europeos.
- **Costes internos**: son los costes internos que REE indica que están asociados a los proyectos europeos.

En relación a los conceptos de coste de “*Viajes*” y “*Costes Internos*” imputados a los proyectos europeos, se considera que estas partidas ya están incorporadas en la base de retribución, que recoge todos los gastos internos incurridos por el personal del OS a 31/12/2013. Dado que el personal del OS no ha variado significativamente en el periodo 2013-2016 como se muestra en los cuadros 13 y 14 del apartado 6, no se considera que deba reconocerse un incremento de los costes internos retribuíbles de la actividad del Operador del Sistema.

Por lo tanto, no se consideran como un coste adicional los conceptos de “*Viajes*” y “*Costes Internos*”.

### **3.2. Costes por funciones adicionales atribuidas por la regulación española**

El OS indica que ha tenido que hacer frente a los siguientes costes por funciones adicionales atribuidas por la regulación española:

- Subastas de interrumpibilidad.
- Pruebas en los grupos de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Costes de las centrales hidroeléctricas reversibles en Canarias.
- Costes de la aplicación de la Circular 2/2014 de la CNMC.

Los costes indicados por el OS se muestran en el cuadro siguiente:

***Cuadro 5. Evolución de los costes adicionales por nuevas funciones introducidas por la Normativa Española 2014-2019 aportados por el OS (euros)***

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Información aportada por el OS

### 3.2.1.- Subastas de interrumpibilidad

El OS indica que ha incurrido en un coste derivado de las subastas de interrumpibilidad de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

La Disposición Adicional Tercera 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, establece que:

*“Los costes en los que incurra el operador del sistema derivados de las funciones que deben realizar en cumplimiento de lo dispuesto en la presente orden y su normativa de desarrollo, serán considerados en la retribución que debe ser establecida para dicho operador conforme a lo dispuesto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y su normativa de desarrollo. A estos efectos, el operador del sistema enviará a la CNMC y al Minetur la información de los costes incurridos, con el desglose y formato que se determine.”*

En atención a esta disposición, se considera que cabe incluir los costes adicionales a los considerados en la base de retribución, prudentemente incurridos de forma eficiente, en relación a las subastas de interrumpibilidad. De forma consistente a lo expresado en el apartado anterior relativo a la normativa europea, se considera únicamente retribuable el concepto de “Pagos a terceros”, por las razones anteriormente expuestas.

Por otra parte, la orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, modifica la Orden IET/2013/2013 de modo que “el coste imputable a la organización del procedimiento de subastas será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios, en función de la cantidad de potencia adjudicada”. Por lo tanto, a partir de 2018 estos costes ya no formarán parte de la retribución del Operador del Sistema.

El OS ha aportado a la CNMC una factura de consultoría **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** indicado en el concepto de “Pagos a terceros” en 2017. Sin embargo, dicha factura ha sido emitida en 2018 y corresponde a la subasta para la temporada eléctrica 2018 (para el período 1 de enero – 31 mayo). Para ese período, según la Disposición adicional segunda de la orden ETU/1133/2017<sup>23</sup>, el OS habría ingresado 585.000 €, es decir, una cantidad superior a la de los costes incurridos. Por lo tanto, este coste de la organización de subastas de 2018 (imputado en 2017) no se considera en la propuesta de retribución.

---

<sup>23</sup> **Disposición adicional segunda.** *Aplicación de la prestación del servicio de interrumpibilidad para el periodo de entrega que comienza el 1 de enero y finaliza el 31 de mayo de 2018.*

1. Para la temporada eléctrica 2018 el periodo de entrega será entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2018, sin perjuicio de que se puedan celebrar otras subastas para otros periodos de entrega.

2. Para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2018:

a) El coste imputable a la organización del procedimiento de subastas que será soportado por los participantes que resulten adjudicatarios será de 225 €/MW adjudicado.

**Cuadro 6. Costes Subastas interrumpibilidad 2017 justificados por el OS (euros)**

---

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por el OS

Por el mismo motivo, las cifras indicadas por el OS como costes derivados de las subastas de interrumpibilidad en 2018 [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] y [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] no serán tenidas en cuenta.

3.2.2.- Pruebas en los grupos de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

El OS indica que ha incurrido en un coste derivado de las pruebas de rendimiento y pruebas de arranque, en los grupos de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Según la *Resolución de 3 de agosto de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento, para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, se atribuye al OS la supervisión de las pruebas de los 90 grupos de generación, quien podrá externalizar parte de esta función.

«2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas

*El supervisor de las pruebas será el responsable de garantizar que las pruebas se realizan con el rigor necesario para que representen fidedignamente el funcionamiento real de la instalación.*

*La supervisión estará a cargo del operador del sistema, que podrá contar con el apoyo de terceros para realizar esta función. Las terceras partes requeridas por el operador del sistema firmarán un acuerdo que garantice el tratamiento confidencial de la información y documentación manejada relativa a estos procedimientos.*

*Esta supervisión incluirá:*

- *La aprobación de la aplicación de los procedimientos generales de las pruebas adaptada a cada grupo.*
- *La supervisión de las pruebas, con verificación de los puntos más importantes recogidos en los procedimientos y del reparto de auxiliares.*
- *La realización de comentarios al informe provisional de resultados enviado por la empresa propietaria.*
- *La redacción y el envío a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria del informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas.»*

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Atendiendo a que la externalización está expresamente contemplada en la normativa, se considera que los costes facturados por las mencionadas empresas, siempre que se correspondan con precios razonables de mercado y prudentemente incurridos, podrían adicionarse a la base de retribución.

No obstante, REE ha justificado alrededor del 70% de los costes externos que indica en los documentos aportados. Por lo tanto, en el ejercicio 2017, se consideran los siguientes costes asociados a las pruebas de rendimiento, por importe de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, que han sido justificados.

**Cuadro 7. Costes pruebas rendimiento 2017 justificados por el OS (euros)**

**[INICIO CONFIDENCIAL]  
[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por el OS

### 3.2.3.- Costes de las Centrales Hidroeléctricas Reversibles en Canarias

La Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares regula, en su artículo 5, que en estos sistemas las instalaciones de bombeo tendrán como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, y señala que, en estos casos, la titularidad de las instalaciones de bombeo deberá corresponder al Operador del Sistema.

De conformidad con lo previsto en esta Ley, la Orden IET/728/2014, de 28 de abril, impuso a UNELCO la obligación de transmitir al Operador del Sistema el proyecto vinculado a la Central Hidráulica Reversible de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria y en su caso, las instalaciones de la referida central. Por este motivo, con fecha 23 de enero de 2015, UNELCO vende y transmite a RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A. (REC) el proyecto de las instalaciones de la central hidráulica reversible.

Sin embargo, la sociedad a través de la cual se ha instrumentado el desarrollo de las centrales de bombeo en Canarias no es el Operador del Sistema, sino una sociedad constituida en septiembre de 2015 y denominada RED ELÉCTRICA INFRAESTRUCTURAS EN CANARIAS, S.A.U. (REINCAN). Esta sociedad no está participada por el Operador del Sistema, sino directamente, y al 100%, por la matriz del grupo REC.

REINCAN tiene por objeto social *“la construcción de instalaciones de almacenamiento de energía en sistemas insulares y aislados. La sociedad también podrá dedicarse por sí misma o por medio de la participación en el capital social de otras sociedades o mediante asociación con otras entidades a cuantas otras actividades sean auxiliares o complementarias de las descritas en esta nota o estén conexas o relacionadas con ellas o sean instrumentalmente precisas para su desarrollo.”*

Los trabajos realizados hasta esta fecha por REINCAN (relacionados con la adjudicación del presupuesto de servicios derivados de la construcción de la central Soria-Chira), consisten en el desarrollo de una actividad paralela de tramitación y adjudicación para la construcción de los activos, de titularidad y futura explotación en todo caso por parte de REE como Operador del Sistema.

La CNMC no recibe información sobre los costes e inversiones de REINCAN ni a través de la Circular 5/2009, de carácter contable y económico-financiera, ni a través de la Circular 1/2015 de información regulatoria de costes, como sí recibe de REE.

Los costes asociados a estas centrales de bombeo no están por lo tanto recogidos en las Cuentas Anuales de REE, sino en las Cuentas Anuales de REINCAN, y tampoco están incluidos en la propuesta de reconocimiento de costes para 2019 remitida por el OS. Por ello, estos costes no han sido analizados en este informe.

#### 3.2.4.- Costes de la aplicación de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC

Esta Comisión tuvo en cuenta en su propuesta de retribución del Operador del Sistema para ejercicios anteriores, los costes para el Operador del Sistema de la aplicación de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, según lo establecido en el artículo 8 de dicha Circular. En particular se consideraron, dentro del ámbito de las subastas de interconexión España-Francia, el coste anual de la plataforma CASC (desde octubre de 2015, JAO), y dentro del ámbito de las subastas de interconexión España-Portugal, el coste repercutido por OMIP y el coste financiero de las garantías depositadas.

En relación a la plataforma JAO, dicho coste está incluido dentro del concepto “Pagos a terceros”, de los costes derivados de los proyectos europeos, que se ha descrito en el apartado 3.1.

En relación a los costes de las subastas de interconexión España-Portugal, al objeto de incluir estos costes en la propuesta de retribución del Operador del Sistema para 2016, se solicitó al Operador del Sistema que aportara la información correspondiente. Sobre esta cuestión, el OS manifiesta en su contestación que:

*“Adicionalmente, si bien la CNMC en su petición de información para la actualización de las tarifas de acceso a las redes, ha solicitado también los gastos asociados a las subastas de interconexión España-Portugal (coste repercutido OMIP y el coste financiero de las garantías depositadas), **estos no forman parte de los costes del Operador del Sistema, y por tanto no se encuentran incluidos en el apartado 3.1 del presente documento. Los costes asociados a las citadas subastas se informan mensualmente en la liquidación mensual de los ingresos y costes a liquidar al sistema.**”*

Contraviniendo lo expuesto en la Circular 2/2014 de la CNMC según la cual, en su disposición general 8. “Costes derivados de la aplicación de esta Circular” se señala lo siguiente:

“Los costes reconocidos en los que incurran el Operador del Sistema y el Operador del Mercado, derivados de la gestión de los mecanismos previstos en esta Circular serán considerados, a los efectos oportunos, en la metodología de retribución de estos operadores a la que hace referencia el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.”

#### 4. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE LOS COSTES DE LA ACTIVIDAD DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL PERIODO 2013-2018

En este apartado se presenta un análisis de la evolución de los costes de la actividad de operación del sistema en el periodo 2013-2018, al objeto de:

- (i) Evaluar si existen diferencias significativas entre los costes de 2013 (cuyos datos se consideraron para calcular la base de retribución), y los costes de 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018. Esta evaluación resulta necesaria dado que **el Operador del Sistema ha solicitado una retribución para 2018 de 92.862 miles €**, muy alejada de la base de retribución calculada por la CNMC.
- (ii) Evaluar si los costes que el OS ha indicado derivados de nuevas funciones atribuidas por la normativa europea y la regulación en España, tienen carácter adicional, a los costes incluidos en la base de retribución, que fue calculada con datos a 31 de diciembre de 2013.

Los datos de 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017, son los reportados a la CNMC por el OS en la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema, en el ámbito de la Circular 5/2009, y son concordantes con la memoria de las cuentas auditadas. Los datos del año 2018 son estimados. Se ha partido de los datos reportados por REE en el ámbito de la Circular 5/2009 del segundo trimestre de 2018 (acumulados a 30/06/2018), extrapolando los mismos a la totalidad del año, con un escenario “*business as usual*”. Obteniendo los resultados que se muestran en el cuadro siguiente:

**Cuadro 8. Evolución de los costes de la actividad de Operación del Sistema en el periodo 2013-2018. Miles €**

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Circular 5/2009 y Cuentas anuales

Nota: 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017 son datos cerrados. 2018 es un dato estimado, extrapolando la información disponible del segundo trimestre remitido por REE en virtud de la Circular 5/2009 al 31/12/2018 considerando un escenario “business as usual”. El valor de la retribución financiera se ha obtenido multiplicando el valor neto sin inmovilizado en curso por una tasa de retribución financiera del 6,507% de acuerdo con lo establecido en la “Propuesta de metodología de retribución del operador del sistema” aprobada por la SSR el 6 de noviembre de 2014.

De conformidad con estos datos, cabe extraer las siguientes conclusiones:

**[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

## **5. PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA PARA 2019**

Teniendo en cuenta todo lo expuesto en apartados precedentes, y considerando que el OS ha remitido determinada documentación soporte, como facturas, que acredita fehacientemente el importe del gasto soportado en concepto de pagos a terceros por nuevas funciones atribuidas por la normativa europea y española en el ejercicio cerrado 2017, se propone una retribución provisional al Operador del Sistema para 2019 de **58.028 miles de euros**:

### ***Cuadro 9. Propuesta de retribución del Operador del Sistema para 2019. Miles €***

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente a la retribución regulada, el OS recibe 3.150 miles de € procedentes de los ingresos por actividades en instalaciones del sistema de medidas, más los ingresos por la organización del procedimiento de subastas, cuya previsión para 2018 es de 1.755 miles de euros.

La Disposición Transitoria Segunda de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre estableció la retribución del Operador del Sistema para 2018 en 65.829 miles de Euros. De esta cuantía, 9.065 miles de euros está supeditada, como se ha señalado en el punto 3, a la acreditación documental de los costes en que incurra el operador del sistema en el marco del diseño, desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión del mercado de electricidad en el ámbito europeo, adicionales respecto a los incurridos en el año 2013. Cabe señalar que este importe era el estimado por REE de los costes en los que incurriría en el ámbito europeo para el año 2018 en su “Propuesta de reconocimiento de costes de la Operación del Sistema Eléctrico para 2018”.

Por lo tanto, la cifra obtenida en el Cuadro 10, es un 11,85% inferior a la retribución establecida por la Orden ETU/1282/2017.

Por otro lado, para el año 2019, REE solicita unos ingresos por valor de 92.862 miles € (un 41,07% superiores a la retribución establecida en dicha Orden ETU/1282/2017).

## 6. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS COSTES DEL OPERADOR DEL SISTEMA

En esta sección se realiza un análisis de la evolución histórica de los costes del Operador del Sistema. Asimismo, se contraponen, para distintas partidas, los datos de la contabilidad separada de la actividad de Operación del Sistema según la información presentada en cumplimiento de la Circular 5/2009, con los datos previstos o aportados por el OS para la elaboración de sus propuestas de retribución en las distintas órdenes por las que se revisan los peajes de acceso.

### Gastos de personal

Se ha obtenido y comparado el personal de plantilla declarado por REE y su coste en la Circular 5/2009 y cuentas anuales, con lo declarado en las propuestas de reconocimiento de costes presentadas por el OS. Se ha analizado la información disponible desde el año 2013 hasta 2017. Como se muestra en el cuadro siguiente, el OS presenta costes de personal y un número de personas en plantilla significativamente superiores en la información que elabora con objeto de actualizar su retribución, con respecto a la que declara en la contabilidad separada de la actividad de Operación del Sistema en la Circular 5/2009 y en las cuentas anuales.

**Cuadro 10. Evolución del personal y del coste de la actividad de Operación del Sistema, años 2013-2018. Personas y millones €**

[INICIO CONFIDENCIAL]  
[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Circular 5/2009 y propuesta REE

Se presenta a su vez en el cuadro siguiente la evolución en términos porcentuales de las partidas anteriores en los distintos años objeto de estudio, con respecto al año precedente.

**Cuadro 11. Evolución del personal y del coste de la actividad de Operación del Sistema (%)**

[INICIO CONFIDENCIAL]  
[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Circular 5/2009 y propuesta REE

Como puede observarse, el personal del OS se ha incrementado ligeramente a lo largo del periodo de tiempo analizado, entre el 1,7% en el caso del personal del OS declarado por REE a través de la Circular 5/2009 y el 3,0% en el caso de la plantilla declarada en las Propuestas presentadas por REE. Sin embargo, el coste de personal ha sufrido un incremento significativo, del 13,5% en el caso de la información declarada a raíz la Circular 5/2009 y del 25,3% al respecto de las solicitudes planteadas por REE.

La evolución gráfica de ambos conceptos puede observarse en el cuadro 13 (costes de personal) y cuadro 14 (plantilla).

***Cuadro 12. Comparación del coste de personal de la actividad de Operación del Sistema según la circular 5/2009 y según la propuesta de REE, años 2013-2017***

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Circular 5/2009 y propuesta REE

***Cuadro 13. Comparación del personal de plantilla de la actividad de Operación del Sistema según la circular 5/2009 y según la propuesta de REE, años 2013-2017***

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Circular 5/2009 y propuesta REE

**Gastos de explotación**

Los costes de explotación de REE, conforme a lo declarado a través de la Circular 5/2009 desde el año 2013 hasta el año 2017, son los mostrados en el cuadro siguiente:

***Cuadro 14. Costes de Explotación 2013-2017***

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Circular 5/2009

La evolución de los mismos se representa en la figura siguiente:

***Cuadro 15. Evolución Costes de Explotación 2013-2017***

---

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: Circular 5/2009

Como puede observarse, los años 2013-2016 no presentan una gran variación, pero, como se ha señalado en el punto 4, se observa un aumento notable de los costes de explotación en el año 2017.

**ANEXO IV. ALEGACIONES DEL CONSEJO  
CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD  
(CONFIDENCIAL)**