

INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES DE ENDESA, S.A. CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2017.

Expediente nº: INF/DE/093/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Nuñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 10 de junio de 2021

La Sala de Supervisión Regulatoria, según lo previsto en el artículo 72.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, y en el artículo 5 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, en el ejercicio de las funciones que le atribuyen los artículos 5.2 y 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, y en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba su Estatuto Orgánico, acuerda emitir el siguiente informe:

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio remitido por la Dirección General de Política Energética (DGPEM) de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) [hoy Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)], con entrada en el registro general de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) con fecha 24 de abril de 2019, por el que solicita la emisión de informe

sobre reconocimiento de la cuantía definitiva de los costes de generación de las centrales titularidad del grupo ENDESA, S.A. (ENDESA) en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP) para el año 2017, todo ello de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio¹ (RD 738/2015). Este escrito se acompaña de la auditorías de costes correspondientes a dicho ejercicio aportadas por ENDESA a la DGPEM realizadas conforme a lo dispuesto en la Resolución de 1 de diciembre de 2010².

En particular, el alcance de este informe se circunscribe a determinar la liquidación para el ejercicio 2017 de las antedichas plantas, las cuales se corresponden —en su totalidad— con grupos de producción térmica convencional a partir de combustibles fósiles y, por tanto, se encuentran enmarcadas en la categoría A³, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del citado RD 738/2015.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico⁴ (LSE), en su artículo 10, dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los TNP podrán ser objeto de una reglamentación singular debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial —sistemas aislados— y de su reducido tamaño.

Así, en lo que se refiere a la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en estos sistemas, la citada ley establece, entre otras particularidades, la posibilidad de: i) exención del sistema de ofertas hasta que dichos sistemas estén efectivamente integrados con el sistema peninsular⁵, si bien podrán recibir una retribución por venta de energía equivalente al precio marginal para cada periodo de programación (artículo 25) y ii) percibir una eventual retribución

¹ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

² Resolución de 1 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios para la realización de las auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

³ Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

⁴ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

⁵ Esta integración se constatará por orden ministerial y se producirá cuando la capacidad de conexión con la península sea tal que permita su incorporación en el mercado de producción peninsular y existan los mecanismos de mercado que permitan integrar su energía.

adicional o específica —a determinar por el Gobierno—, la última aplicable si la actividad se desarrolla a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia o residuos (artículo 14.5). Para el cálculo del régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad de 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.

Por tanto, la LSE establece que la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrolle en los TNP incluirá el precio resultante de los mercados diario e intradiario y los servicios de ajuste, así como la retribución adicional o, en su caso, la retribución específica (aplicable si se desarrolla a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia o residuos).

Por otro lado, y en relación con la financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los TNP, la disposición adicional decimoquinta de la repetida LSE 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 TNP, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Este crédito presupuestario debe incluir la estimación de los extracostes a financiar del ejercicio así como, en su caso, el saldo resultante de la liquidación definitiva de la compensación presupuestaria correspondiente a ejercicios anteriores. Para ello en la citada disposición adicional se establece la obligación de que reglamentariamente, con la participación de la Intervención General de la Administración del Estado, se determine un mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación de las mismas. El Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto⁶, desarrolla este mecanismo.

Las singularidades previstas por la citada LSE en estos territorios —algunas de ellas expuestas en los párrafos anteriores— fueron objeto de desarrollo posterior por el RD 738/2015, que establece el régimen económico de las instalaciones de producción en estos sistemas. Así, el artículo 72 del citado RD 738/2015 determina el procedimiento de liquidación del coste de generación a las instalaciones de producción de energía en los sistemas eléctricos de los TNP. Para las instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo adicional, la liquidación se establece como la suma de los siguientes elementos:

- a) La liquidación a precio medio peninsular (PMP) de la energía en el despacho económico en cada TNP, a realizar por el operador del sistema (OS).

- b) La liquidación del extracoste de producción, a realizar por el organismo encargado de la liquidación del sector eléctrico (transitoriamente, la CNMC).

Con carácter mensual, la CNMC realiza liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva sobre la base de las liquidaciones mensuales del despacho de producción que realiza el OS a cada instalación de producción. Adicionalmente, con periodicidad anual y a solicitud del interesado, previo informe e inspección de la CNMC, la DGPEM aprueba la cuantía definitiva de los costes de producción.

En cumplimiento de la normativa anteriormente expuesta, con fecha 8 de febrero de 2019, ENDESA remitió al MITECO [hoy MITERD] escrito solicitando la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos por sus instalaciones en 2017. Junto a dicho escrito se adjuntaba la auditoría de costes correspondientes a dicho ejercicio, realizadas conforme a lo dispuesto en la Resolución de 1 de diciembre de 2010 de la DGPEM y que había sido remitida anteriormente por la citada compañía con fecha 27 de abril de 2018.

En dicho escrito, ENDESA solicita se reconozcan unos costes totales de generación para sus centrales en los TNP de 1.964.975.712,43 euros. Esta cantidad sería la suma de i) por un lado, los costes de generación reconocidos provisionalmente conforme al despacho realizado por el OS (1.720.513.032,45 euros) y ii) por otro lado, los conceptos de costes adicionales que se muestran a continuación, cuyos valores no están expresamente recogidos en el RD 738/2015 (244.462.679,98 euros):

- Costes fijos de grupos pendientes de inscripción y/o de la resolución de parámetros.
- Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad.
- Coste de medidas de carácter temporal y extraordinario (p.ej. alquiler de grupos electrógenos).
- Coste de mezclas de combustibles.
- Coste de arranques.
- Coste de peajes de generación.
- Coste de financiación del OS.
- Coste de nuevas inversiones.
- Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012: impuesto especial de combustibles e impuesto sobre el valor de la producción (7%).

Además, ENDESA señala que, si bien el antedicho importe ha sido calculado conforme a lo establecido en el RD 738/2015, se trataría de una estimación⁷, al

⁷ Con fecha 19 de diciembre de 2018 tuvieron entrada en el registro telemático de esta Comisión los recálculos, realizados por el OS de acuerdo con lo dispuesto en el RD 738/2015, de las liquidaciones que dan lugar al cierre del año 2017 para las instalaciones de generación en los TNP,

no haber publicado el OS —a la fecha de redacción de su solicitud—la liquidación del año 2017 que resultaría de la aplicación del citado real decreto.

Por otro lado, ENDESA declara unos ingresos totales percibidos de 1.643.241.431,44 euros —ingresos del despacho de generación del OS más ingresos derivados de las liquidaciones de las actividades reguladas y de las liquidaciones a cargo de PGE 2017—, lo que daría lugar, siempre a su juicio, a un importe pendiente de liquidación para el ejercicio 2017 de 321.734.280,99 euros a ingresar a ENDESA.

Con fecha con 16 de abril de 2019, el MITECO [hoy MITERD] remitió a la CNMC la referida solicitud de ENDESA, junto con la documentación aportada para la elaboración de la propuesta de reconocimiento de costes definitivos para el año 2017.

Con fecha 8 de julio de 2020, en cumplimiento de lo previsto en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y teniendo en cuenta lo establecido en la disposición adicional segunda y en la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio de creación de la CNMC, la Comisión emitió órdenes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN, S.A. En el Anexo se adjuntan las actas de inspección correspondientes al año 2017 levantadas a estas empresas, así como los informes de inspección a las alegaciones presentadas por ENDESA a dichas actas.

2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN.

2.1. De los costes de generación calculados por el OS.

Los costes de generación reconocidos a las instalaciones encuadradas en la categoría A en los TNP —categoría en la que se encontrarían incluidas todas las centrales titularidad de ENDESA objeto de este informe— se definen, conforme a lo dispuesto en la normativa de aplicación, como la suma de los siguientes dos términos:

1. Costes fijos: contemplan los costes de inversión y los costes fijos de operación y mantenimiento, los cuales comprenden a su vez los costes de personal, costes de mantenimiento y conservación, seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación.

entre ellas las de ENDESA. No obstante, la solicitud de Endesa se basa en los cálculos previos a estos.

2. Costes variables: contemplan los costes de combustible (costes variables de funcionamiento, costes de arranque asociados al combustible, costes de banda de regulación), y otros costes variables de operación y mantenimiento, los cuales comprenden a su vez los debidos al arranque y otros costes operativos de la central, así como el coste de los derechos de emisión.

El coste reconocido de los combustibles constituye la mayor parte de los costes variables de generación; sus valores son fijados mediante Resolución de la DGPEM. Las Resoluciones de 8 de noviembre de 2017⁸ y de 10 de abril de 2018⁹ fijan el precio de la Hulla, Fuel Oil, Diésel Oil y Gasoil para el año 2017. Por su parte, la Resolución de 21 de junio de 2018¹⁰ establece el precio reconocido para el gas natural en el primer y segundo semestres de 2017.

Los costes de generación determinados por el OS para las centrales de ENDESA en los TNP correspondientes al ejercicio 2017 —remitidos por registro telemático a esta CNMC con fecha 19 de diciembre de 2018 — ascienden a un total de 1.720.513.028,85 euros. El siguiente cuadro recoge los antedichos costes para Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, desglosados en costes fijos y costes variables, así como la producción medida en GWh. A este respecto, ENDESA estimó a la fecha de redacción de su solicitud que los referidos costes en 2017 ascenderían a 1.720.513.032,45 euros, esto es, 3,60 euros más respecto a la cuantía reflejada por este concepto en el Cuadro 1.

Cuadro 1. Costes de generación de las instalaciones de ENDESA en los TNP contemplados por el OS en 2017

COSTES DE GENERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ENDESA EN LOS TNP EN 2017						
TNP	Sujeto liquidación	Producción medida (GWh)	Coste variable (euros)	Coste fijo (euros)	Coste total (euros)	Coste unitario (euros/MWh)
Baleares	GESA	4.412,34	303.491.528,28	211.383.237,36	514.874.765,64	116,69
Canarias	UNELCO	8.256,80	891.645.457,91	229.484.685,81	1.121.130.143,72	135,78
Ceuta	ENDESA	202,86	24.345.013,28	19.010.947,63	43.355.960,91	213,73
Melilla	ENDESA	200,52	25.270.177,27	15.881.981,31	41.152.158,58	205,23
Total TNP		13.072,51	1.244.752.176,74	475.760.852,11	1.720.513.028,85	131,61

⁸ Resolución de 8 de noviembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto aplicables a la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil a aplicar en la liquidación del primer semestre de 2017.

⁹ Resolución de 10 de abril de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto aplicables a la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil a aplicar en la liquidación del segundo semestre de 2017.

¹⁰ Resolución de 21 de junio de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del primer y segundo semestre de 2017 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

Por otro lado, en el escrito que acompaña el oficio de la SEE de fecha 24 de abril de 2019 que da lugar a este informe, ENDESA solicita también la compensación de determinadas partidas adicionales de costes, expuestas a continuación, que no han sido recogidas en la liquidación de costes de generación realizada por el OS, bien por precisar de la aprobación previa del hoy MITERD, bien por otros elementos.

2.2. De los costes fijos de instalaciones de generación pendientes de reconocimiento de parámetros.

ENDESA solicita el reconocimiento de 1.588.849,08 euros adicionales en concepto de costes fijos de la instalación de generación categoría A turbina de Gas Ibiza 24 (TG 6B) que ha sido despachada por el OS por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico durante el ejercicio 2017. El OS liquidó su coste variable por la energía generada, no así su coste fijo por no estar publicada, a dicha fecha, la correspondiente resolución con el valor reconocido a la inversión y sus parámetros. Los precitados valores fueron publicados mediante resolución de la DGPEM con fecha 5 de junio de 2019¹¹ para los años 2014 al 2019.

En los informes de inspección a GESA (Anexo) se detalla el importe a reconocer propuesto por este concepto, junto al solicitado por ENDESA; se considera por lo tanto procedente reconocer a este respecto un importe de 1.552.000,00 euros.

Cuadro 2. Costes fijos de grupos pendientes de reconocimiento de parámetros en 2017

COSTES FIJOS DE GRUPOS PENDIENTES DE RECONOCIMIENTO DE PARÁMETROS, 2017				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	1.552.000,00	1.588.849,08	36.849,08
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		1.552.000,00	1.588.849,08	36.849,08

2.3. De los costes de grupos pendientes de resolución de compatibilidad (grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19).

ENDESA solicita el reconocimiento de 15.295.153,80 euros adicionales en concepto de coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad que han sido despachados por el OS para cubrir la demanda del sistema durante el

¹¹ Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el valor reconocido de inversión, la vida útil regulatoria y los valores de la anualidad de la retribución por inversión para los años del 2014 al 2019 del grupo de generación de Ibiza 24 (RO2-0208) perteneciente al sistema eléctrico no peninsular de Baleares.

ejercicio 2017. En concreto, las instalaciones que se encuentran en esta situación son las turbinas de gas Ibiza 25 e Ibiza 26, y el grupo diésel Punta Grande 19, pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias.

El artículo 2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre,¹² en su punto 1, establece que *«para tener derecho al régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios insulares y extrapeninsulares, las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica o renovaciones de las existentes en los citados territorios requerirán, con carácter previo a la autorización administrativa, de resolución favorable de la DGPEM. [...]»*. Adicionalmente, el apartado 2 dispone que *«aquellas instalaciones que obtengan una autorización administrativa sin la resolución favorable prevista en el apartado anterior, no tendrán derecho a retribución adicional ni a régimen económico primado, percibiendo, exclusivamente, el precio del mercado.»*

Por su parte, la disposición transitoria primera ('Resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares que cuenten con inscripción en el Registro de preasignación de retribución o con autorización administrativa') de la citada Ley 17/2013 dispone que, en función del estado de tramitación de las instalaciones de generación en los TNP a 1 de marzo del 2013, estas plantas precisarían o no de la resolución de compatibilidad para acceder al régimen de retribución adicional o primado y, en caso de que no fuera favorable, podrían obtener una indemnización por la inversión realizada.

Así, en lo que se refiere a las plantas pertenecientes al antiguo *régimen ordinario* —hoy incluidas en la categoría A de acuerdo con la clasificación del artículo 2 del RD 738/2015— la antedicha disposición establece que requerirán resolución favorable de compatibilidad para tener derecho a la retribución adicional en los dos siguientes supuestos: i) si a fecha 1 de marzo de 2013 contaban con autorización administrativa pero no estaban inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del MITERD y ii) si hubieran obtenido autorización administrativa en el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2013 y la entrada en vigor de la Ley 17/2013 y no estuvieran inscritas en el referido Registro administrativo. Por tanto, estas plantas no tendrán derecho a percibir el régimen retributivo adicional hasta que no dispongan de la referida resolución, percibiendo exclusivamente el precio del mercado. Por el contrario, quedan exceptuadas de esta obligación, las instalaciones en los TNP que a 1 de marzo de 2013 constaran inscritas en el citado registro administrativo y las que a dicha fecha dispusieran de autorización de explotación (estas últimas debían no obstante presentar una solicitud de exención).

¹² Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Por otro lado, la disposición transitoria séptima.5 del repetido RD 738/2015 contempla que *«La retribución por la instalación de potencia como consecuencia de la necesidad de adoptar medidas de carácter temporal y extraordinario, aconsejadas por razones de seguridad de suministro, consistirá, para el periodo definido en el párrafo 1 [desde el 1 de enero de 2012 hasta la entrada en vigor del RD 738/2015], en el reconocimiento de los costes en que hayan incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación.»*

ENDESA especifica que, en cumplimiento de lo dispuesto en la citada disposición transitoria primera, presentó en su día solicitudes de compatibilidad ante la DGPEM para las citadas centrales, si bien señala que, a fecha de su solicitud las mismas se encontraban pendientes de resolver.

Con fecha 22 de octubre de 2020, la DGPEM aprobó la resolución por la que se otorga resolución favorable de compatibilidad y régimen retributivo adicional a los grupos Ibiza 25 (RO2-0209), Ibiza 26 (RO2-0210) y Punta Grande 19 (RO2-0212), ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que, de conformidad con lo dispuesto en la antedicha resolución, se debe reconocer las cuantías pendientes de retribución en las que han incurrido los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19 durante el ejercicio 2017. Para la determinación de las mismas es necesario que el OS proceda a su cuantificación. Queda pendiente, por tanto, la determinación de estos costes que una vez fijados por el OS deberán añadirse a la liquidación final del ejercicio.

2.4. De los costes de medidas de carácter temporal y extraordinario (grupos de alquiler).

ENDESA solicita el reconocimiento de 2.850.047,00 euros adicionales en concepto de coste de alquiler y combustibles de grupos de generación en régimen de alquiler en Baleares (en particular en la isla de Formentera), que transitoriamente ha sido necesario instalar por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico puestos de manifiesto por el OS, entre otros, para garantizar la cobertura de las puntas de demanda y para corregir los defectos que causan determinadas deficiencias de la red de transporte; todo ello de acuerdo con lo dispuesto en la Orden ETU/413/2017, de 4 de mayo¹³.

¹³ Orden ETU/413/2017, de 4 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en la isla de Formentera.

En el informe de inspección a GESA se señala que se solicitaron a esta empresa las autorizaciones de funcionamiento de los grupos emitidas por el órgano competente del Gobierno de las Islas Baleares, los contratos de alquiler de los mismos y el desglose de los combustibles consumidos, lo que ha sido convenientemente aportado. Asimismo, se indica que se verificaron las facturas presentadas por GESA en concepto de alquiler de grupos electrógenos y se comprobaron que las cantidades de consumo de combustible declaradas por dicha empresa respecto a la producción obtenida corresponden con rendimientos estándar en este tipo de generadores. Por último, se valoró el coste de los combustibles consumidos a los precios publicados en las Resoluciones de 8 de noviembre de 2017 y 10 de abril de 2018. A mayor abundamiento, el referido informe de inspección indica que no se ha reconocido un beneficio industrial sobre el importe de este coste por no tener soporte en la legislación vigente.

El cuadro siguiente refleja el importe propuesto por este concepto, junto al solicitado por ENDESA. La diferencia se debe al no reconocimiento del referido beneficio industrial por parte de esta CNMC, así como a pequeñas disparidades en el cálculo del consumo de los combustibles consumidos.

Cuadro 3. Costes por alquiler de grupos de generación en 2017

COSTE DE MEDIDAS EXTRAORDINARIAS, 2017				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	2.685.904,26	2.850.047,00	164.142,74
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		2.685.904,26	2.850.047,00	164.142,74

2.5. De los costes debidos a mezclas de combustibles.

ENDESA solicita el reconocimiento de 10.329.662,65 euros adicionales en concepto de coste por mezclas de combustibles en el funcionamiento y arranque de determinadas instalaciones de generación, dado que el OS únicamente determina el coste variable asumiendo la utilización del combustible principal atribuido a cada grupo. Entre otras, las instalaciones que se encuentran esta situación son ciertos grupos de Alcúdia, los grupos Ibiza 16, 17, 20 y 21 (MAN 1, 2, 3 y 4) y los grupos Punta Grande 2, 3 y 7 (diésel 1, 2 y 3). En lo que se refiere a los grupos de Ibiza y Punta Grande, ENDESA indica que: i) Los primeros, si bien emplean el gas natural como combustible mayoritario, requieren un aporte constante de gasoil por condicionantes técnicos de este tipo de motores y ii) Los segundos consumen gasoil en lugar de fueloil 0,73% por exigencias de la normativa medioambiental; sin embargo, el fueloil 0,73% es el combustible que

reconoce el Anexo XIII del RD 738/2015 y el que considera el OS en sus liquidaciones.

El apartado 1 de la disposición transitoria segunda del RD 738/2015 establece que: «1. En tanto no se autoricen las mezclas de combustible habitual por la DGPEM, los costes variables de combustible de despacho y del coste de arranque de despacho de las instalaciones de producción categoría A, se calcularán teniendo en cuenta el combustible principal del grupo, y en la liquidación de estos grupos se reconocerá la mezcla de combustible utilizada, previa inspección. Estos costes adicionales serán reconocidos en la resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional y la cuantía de los costes de generación de las instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo específico a la que hace referencia el artículo 72.3.e).»

Por su parte, el apartado 2 indica que «No obstante lo anterior, a efectos de lo establecido en los artículos 12 y 40, en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de este real decreto los titulares de las instalaciones de producción categoría A que vayan a percibir el régimen retributivo adicional deberán remitir a la Dirección de Política Energética y Minas la mezcla de combustible habitual utilizada en cada uno de sus grupos, tanto en estado de marcha normal como en los arranques. En el caso de que no se presentara la citada información en el plazo establecido, el combustible a utilizar a efectos de despacho y de liquidación será el combustible principal indicado en el anexo XIII.»

En los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN, consta que se ha comprobado que ENDESA presentó ante la DGPEM con fecha 30 de diciembre de 2015 la información respecto a la mezcla habitual de combustibles de todos sus grupos de acuerdo con lo establecido en la antedicha disposición transitoria segunda, estando pendientes de aprobación a fecha de su solicitud.

El cuadro siguiente refleja los importes propuestos por el concepto mezcla de combustibles, junto a los solicitados por ENDESA. Las diferencias se deben a que:

- i. El mix de combustibles que refleja ENDESA en su solicitud, en algunos casos, no es coherente con las cantidades consumidas de combustibles reflejados en la Auditoría realizada por la empresa Deloitte, con fecha 27 de abril de 2018, y que ha adjuntado ENDESA con su solicitud.
- ii. En lo que se refiere a los grupos 2, 3 y 7 (diésel 1, 2 y 3) de la central de Punta Grande, el informe de inspección a UNELCO confirma que estos grupos han consumido gasoil en lugar de fueloil 0,73% durante el año 2017 con objeto de cumplir las exigencias que establece la Autorización Ambiental Integrada (AAI)

de la referida planta. Sin embargo, el OS ha empleado en sus liquidaciones el fueloil 0,73% dado que es el combustible reconocido por el Anexo XIII del RD 738/2015. A este respecto, se considera que la DGPEM debería establecer mediante resolución cuál debe ser la solución técnica a aplicar en esta planta para que pueda cumplir con las exigencias de la AAI y en esa misma resolución se deberán determinar las posibles consecuencias retributivas; hasta entonces no procede el reconocimiento de ninguna retribución adicional por este concepto.

Cuadro 4. Costes por mezclas de combustibles 2017

COSTE POR MEZCLA DE COMBUSTIBLES, 2017				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	8.416.497,59	8.437.512,94	21.015,35
CANARIAS	UNELCO	477.795,19	1.688.585,64	1.210.790,45
CEUTA & MELILLA	ENDESA	114.419,84	203.564,07	89.144,24
TOTAL		9.008.712,62	10.329.662,65	1.320.950,03

2.6. De los costes debidos a arranques

ENDESA solicita el reconocimiento de 2.178.902,58 euros adicionales en concepto de costes por arranques: i) costes derivados de arranques para pruebas, ii) costes de operación y mantenimiento (O&M) por arranque de los ciclos combinados con turbinas a gas (CCTGs), y iii) costes por arranque de ciclos combinados en modo 1TG (únicamente la turbina de gas, en ciclo abierto) hasta su parada, o en modo 1TGx1TV (una turbina de gas y otra de vapor) hasta su parada.

En relación con los costes por arranques para pruebas, ENDESA indica que el OS solo reconoce los costes por arranques que deriven del cumplimiento de la normativa estatal. A este respecto, subraya que los grupos de generación realizan otras pruebas para atender diversos requerimientos a los que están sometidos, tales como normativa sobre atmósferas explosivas, equipos de presión, seguridad contra incendios, etc., y que a su juicio éstos deben ser reconocidos.

A este respecto, los informes de inspección a GESA y a UNELCO recogen lo que sobre este particular se menciona en las Resoluciones de 19 de octubre de 2016¹⁴

¹⁴ Resoluciones de 19 de octubre de 2016, de la DGPEM, por la que se aprueban las cuantías definitivas de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondientes a los ejercicios de 2012 y 2013 para los grupos titularidad del Grupo Endesa.

y 30 de junio de 2017¹⁵ de la DGPEM, las cuales señalaban que «no deben ser retribuidos aquellos arranques que se han llevado a cabo a solicitud del titular de la instalación de producción para la ejecución de pruebas de diversa índole y, por tanto, ajenos al proceso de optimización de costes de la generación del despacho económico, excluyendo no obstante de entre estas pruebas las que vengan derivadas del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa estatal, esto es, las pruebas de las `100 horas`, las pruebas oficiales de rendimiento de grupos, las pruebas ejecutadas como consecuencia de la consideración de un grupo como de `funcionamiento reducido` u otras que pueda establecer explícitamente la normativa estatal».

Los referidos informes de inspección indican que la reliquidación efectuada por el OS recoge el valor de la retribución por los costes de arranque de aquellos funcionamientos derivados del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa estatal, entre los que se encontraría el coste de arranque para dar cumplimiento al Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre¹⁶.

En lo que se refiere a los costes de O&M por arranque de CCTGs, ENDESA indica la existencia a su parecer de un error en la definición del algoritmo o rutina de cálculo del coste de O&M por arranque empleada por el OS en determinados modos de funcionamiento, por el cual solicita un coste de 1.869.021,34 euros de los 2.178.902,58 euros del coste total por arranque.

Los informes de inspección a GESA y a UNELCO indican que, de acuerdo con la normativa aplicable al ejercicio 2017, la metodología de cálculo del coste de O&M no contemplaba todas las posibilidades o modos de arranque de los grupos de CCGTs y, por tanto, señalan que el OS fue conservador a la hora de realizar dicho cálculo al limitar la retribución total tras el arranque completo del grupo (funcionamiento 2TGx1TV) a la máxima retribución contemplada en la norma. En consecuencia, concluyen que no procede reconocer los meritados costes a Endesa. Por el mismo motivo, los antedichos informes recogen idéntica conclusión para los costes de arranque cuando los CCGTs están en modo 1TG hasta su parada, o en modo 1TGx1TV hasta su parada.

¹⁵ Resolución de 30 de junio de 2017, de la DGPEM, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondientes al ejercicio 2014 para los grupos titularidad del grupo Endesa.

¹⁶ Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

Sin perjuicio de lo anterior, se señala que, con fecha 28 de diciembre de 2019, se publicó en el BOE la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre¹⁷, la cual establece en su Anexo I.6, entre otros, los valores económicos de liquidación a emplear en el cálculo de la retribución por costes variables de O&M adicionales debido al arranque (parámetro 'd') de las instalaciones CCGT teniendo en cuenta, por primera vez, sus distintos modos de funcionamiento (1TG, 1TG+1TV, 2TG+1TV, 3TG+1TV), si bien estos valores son de aplicación exclusivamente al segundo periodo regulatorio 2020-2025, no aplicando, por tanto, al ejercicio 2017 objeto de este informe. Esta orden fue informada por la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) de esta CNMC con fecha 13 de noviembre de 2019, objeto del expediente IPN/CNMC/029/19]¹⁸, el cual ya subrayaba la necesidad de definir el antedicho parámetro teniendo en cuenta el modo de funcionamiento de estos grupos.

En consecuencia, de acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, no procedería reconocer el coste adicional de 2.178.902,58 euros a ENDESA por estos conceptos.

2.7. De los costes debidos a peajes de generación.

ENDESA solicita el reconocimiento de 6.604.451,00 euros adicionales en concepto de coste por el pago del peaje de acceso a las redes que deben satisfacer los productores de energía eléctrica en aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre¹⁹; el referido peaje tiene un valor fijo de 0,5 € por megavatio hora producido. El reparto de dicho coste entre los distintos sistemas es: 2.223.851 euros en Baleares, 4.165.208 euros en Canarias y 215.392 euros en las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.

La disposición adicional tercera del citado Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, establece que *«los ingresos reconocidos a las instalaciones de régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares se incrementarán en el importe equivalente a la aplicación de los peajes de acceso establecidos en el presente Real Decreto.»*

¹⁷ Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de la producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas.

¹⁸ <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc02919>.

¹⁹ Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, en desarrollo del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN determinan un valor de 6.536.255,77 euros para el antedicho coste en 2017, todo ello de acuerdo con la medida de producción que figura en el cuadro 1 de este informe; en consecuencia, este importe es ligeramente inferior al solicitado por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 5. Costes por peajes de generación en 2017

COSTE POR PEAJE DE GENERACIÓN, 2017				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	2.206.168,77	2.223.851,00	17.682,23
CANARIAS	UNELCO	4.128.398,76	4.165.208,00	36.809,24
CEUTA & MELILLA	ENDESA	201.688,24	215.392,00	13.703,76
TOTAL		6.536.255,77	6.604.451,00	68.195,23

Por otro lado, cabe indicar que los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por peajes de generación dentro de los costes variables de generación, en particular, dentro de la partida «*Otros costes operativos de la central*»²⁰, si bien el referido artículo 36 especifica que dichos costes serán reconocidos, a propuesta de la CNMC, en la resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación a la que hace referencia el artículo 72.3 e). Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA confirman que los costes variables de generación determinados por el OS de conformidad con lo establecido en el repetido RD 738/2015 no recogen el valor de 6.536.255,77 euros correspondiente a los costes por peajes de generación satisfechos por sus centrales y, en consecuencia, procedería reconocer el coste adicional por este concepto a ENDESA.

2.8. De los costes debidos a la financiación del OS

ENDESA solicita el reconocimiento de 1.747.608,00 euros adicionales en concepto de coste por los importes que deben satisfacer los sujetos del sistema para la financiación del OS en aplicación de lo dispuesto en la disposición transitoria segunda²¹ de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre. El reparto

²⁰ Según el artículo 36 ('Retribución por otros costes operativos'), «*La retribución por otros costes operativos incluye los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica resultantes de la aplicación de la normativa en vigor, los pagos para la financiación del operador del sistema y, en su caso, del mercado y del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.*»

²¹ La disposición transitoria segunda ('Retribución del operador del sistema para 2017 y precios a cobrar a los sujetos') de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017, dispone, en su apartado 2, que «*A partir de*

de dicho coste entre los distintos sistemas es: 805.446,00 euros en Baleares, 887.920,00 euros en Canarias y 54.242,00 euros en las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.

Los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por financiación del OS dentro de los costes variables de generación, en particular, dentro de la partida «*Otros costes operativos de la central*», si bien el referido artículo 36 especifica que dichos costes serán reconocidos, a propuesta de la CNMC, en la resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación a la que hace referencia el artículo 72.3 e).

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN determinan un valor de 1.747.608,00 euros para dichos costes, el cual es coincidente al solicitado por la empresa. Adicionalmente, confirman que los costes variables de generación determinados por el OS de conformidad con lo establecido en el repetido RD 738/2015 no recogen el antedicho importe y, en consecuencia, procedería reconocer el coste adicional por este concepto a ENDESA.

Posteriormente a la finalización de los antedichos informes de inspección, esta CNMC recibió información adicional del OS indicando que procedería descontar del importe total determinado en concepto de costes debidos a la financiación del OS (esto es, 1.747.608,00 euros) la cuantía de 80.261,41 euros (53.412,42 euros correspondientes a Baleares y 26.848,99 euros a Canarias) por corresponder dicho valor al ejercicio económico 2016 pese a haber sido facturado por ese operador en el mes de febrero de 2017.

Tras la revisión de esta nueva información, resulta el reconocimiento de 1.667.346,59 euros en concepto de costes por financiación del OS a ENDESA, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 6. Costes financiación del operador del sistema en 2017

COSTE POR FINANCIACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA, 2017				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	752.033,58	805.446,00	53.412,42
CANARIAS	UNELCO	861.071,01	887.920,00	26.848,99
CEUTA & MELILLA	ENDESA	54.242,00	54.242,00	0,00
TOTAL		1.667.346,59	1.747.608,00	80.261,41

la entrada en vigor de la presente orden [1 de enero de 2017], los productores de energía eléctrica [...] pagarán al operador del sistema por cada una de las instalaciones de potencia neta [...] superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 38,43 euros/MW de potencia disponible.»

2.9. De los costes debidos a nuevas inversiones

ENDESA solicita el reconocimiento de 36.071.828,00 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes, los cuales se desglosan por sistemas en 14.670.657,00 euros correspondientes a Baleares, 18.818.295,00 euros a Canarias y 2.582.876,00 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

En relación con nuevas inversiones sobre grupos existentes pertenecientes a la categoría A, el artículo 18.4 del RD 738/2015 establece que *«Se podrá otorgar un régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones realizadas en un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, vaya o no a finalizar su vida útil regulatoria. Este régimen retributivo será el definido en el artículo 19.»*

El citado artículo 19, en su apartado 1, define las nuevas inversiones como aquellas acometidas *«por renovación, modificación o mejora del rendimiento de un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, vaya o no a finalizar su vida útil regulatoria. En ningún caso tendrán la consideración de nuevas inversiones aquellas asociadas a modificaciones que no precisen de la autorización administrativa previa establecida en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, ni aquellas cuya cuantía sea inferior al 5 por ciento del valor de la inversión reconocida al grupo sobre el que se realiza la nueva inversión. Asimismo, tendrán la consideración de nuevas inversiones las inversiones en sistemas automáticos de control de generación necesarios para ofrecer el servicio de banda de regulación.»*

En relación con el otorgamiento del régimen retributivo adicional para estas nuevas inversiones, el antedicho artículo establece que el procedimiento será el establecido en el artículo 53; este artículo dispone, en su apartado 1, que *«Las nuevas inversiones sobre grupos inscritos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, para tener derecho a la percepción de régimen retributivo adicional en los términos previstos en el artículo 19, requerirán de resolución favorable de compatibilidad dictada con carácter previo al otorgamiento por parte del órgano competente de la autorización administrativa previa de la modificación. En los casos en los que se vayan a realizar inversiones en un grupo que vaya a finalizar su vida útil regulatoria, la solicitud se realizará, además, antes de la finalización de dicha vida útil regulatoria.»*

Por tanto, de conformidad con la normativa anteriormente expuesta, el derecho a percibir un régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones realizadas en una central de categoría A existente está condicionado —entre otros aspectos—

al otorgamiento, por parte de la Administración competente, y por este orden, de i) resolución favorable de compatibilidad —regulada en la sección 2ª del Capítulo IV, Título IV del RD 738/2015— y ii) autorización administrativa previa, a la que se refiere el artículo 53 de la LSE. Por tanto, las nuevas inversiones que no dispusieran de resolución favorable de compatibilidad con carácter previo a la autorización administrativa no tendrán derecho a retribución adicional, percibiendo, exclusivamente, el precio del mercado.

Por otro lado, y en relación con los grupos que con anterioridad a la entrada en vigor del RD 738/2015 hayan alcanzado la vida útil establecida en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, y hayan continuado en operación, el punto 4 de la disposición transitoria séptima del repetido RD 738/2015 establece que percibirán durante el año que nos ocupa «[...] *la retribución por costes variables definida en el apartado 2 y su retribución por costes fijos consistirá en la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo, OMF*n*(i)²², de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.c.*»

A este respecto, cabe indicar que los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que las liquidaciones realizadas por el OS a todos los grupos sobre los que se solicita esta partida de coste, hayan terminado su vida útil regulatoria o no, incorporan la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo, OMF*n*(i), por lo que se considera que no es posible reconocer nuevamente esta partida.

Asimismo, el mencionado punto 4 de la disposición transitoria 7 del RD 738/2015 dispone para las mismas plantas que «*Su retribución por costes fijos podrá ser incrementada, en su caso, por las nuevas inversiones que se reconozcan de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional octava.*»

Dicha disposición adicional octava establece que «*Los titulares de instalaciones de producción que habiendo finalizado su vida útil regulatoria a la entrada en vigor de este real decreto, según su definición dada en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, continúen en explotación, deberán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que se les otorgue nuevamente el régimen retributivo adicional en el plazo de dos meses desde la publicación de la primera resolución del Secretario de Estado de Energía por la que se efectúe la convocatoria para el*

²² El artículo 29.1 del RD 738/2015 establece que «*La anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de un grupo, OMF*n*(i), retribuirá los siguientes conceptos de costes operativos de la central que son independientes de la producción, soportados por una empresa eficiente y bien gestionada: los costes de personal, costes de mantenimiento y conservación, costes de seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación.*»

otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad y establezca la potencia necesaria a que se refiere la disposición transitoria primera.2. Aquellas instalaciones que no soliciten que se les otorgue nuevamente el régimen retributivo adicional en el plazo establecido perderán, desde dicho momento, el derecho al régimen retributivo adicional, percibiendo por su energía generada el régimen económico establecido en el artículo 8. El procedimiento para el otorgamiento, en su caso, de la resolución favorable de compatibilidad será el establecido en la citada disposición transitoria primera, con las particularidades previstas en los artículos 53 y 54 para las instalaciones que realizan nuevas inversiones y que finalizan su vida útil respectivamente»

En su punto 2, la misma disposición adicional octava añade «*los titulares de las instalaciones de producción que hayan finalizado su vida útil deberán remitir junto con la solicitud, las nuevas inversiones que, en su caso, hayan realizado desde el 1 de enero de 2012, debidamente auditadas.*»

Por tanto, de acuerdo con lo dispuesto en la citada disposición adicional, el reconocimiento del incremento de la retribución de los costes fijos por nuevas inversiones en instalaciones que hayan finalizado su vida útil regulatoria a la entrada del RD 738/2015 está condicionado —entre otros aspectos— al otorgamiento, por parte de la DGPEM de resolución favorable de compatibilidad. Por tanto, es potestativo de la DGPEM el reconocimiento de un nuevo régimen retributivo adicional así como la cuantía que pudiera incorporar como costes adicionales por este concepto.

En consecuencia, los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN indican que las nuevas inversiones sobre grupos existentes —hayan finalizado su vida útil regulatoria o no— no disponen de las autorizaciones pertinentes de acuerdo con la normativa de aplicación, en particular, de la resolución de compatibilidad; en consecuencia, no procede reconocer coste adicional alguno a ENDESA por este concepto.

2.10. De los costes derivados de la aplicación del factor de corrección por factura de combustible.

El apartado 2 del artículo 31 del RD 738/2015 dispone que la retribución por combustible estará compuesta, entre otros, por un factor de corrección por factura de combustible.

Este factor de corrección será nulo si la retribución por combustible del grupo es inferior al coste adquisición de combustible de dicho grupo y será la semidiferencia entre el coste de adquisición de combustible y la retribución por combustible del grupo obtenida en el resto de los supuestos. Es decir, el factor de corrección puede reducir, pero no incrementar, la retribución por combustible; en su caso, la

reducción equivale al 50% de la diferencia observada respecto al coste de adquisición acreditado.

El apartado 3 del artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones') del RD 738/2015 dispone que esta corrección por factura de combustible se aplicará en la propuesta del a CNMC previa a las resoluciones de la DGPEM por las que se aprueban la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional, aplicándose esta corrección a partir del ejercicio 2015, año en el que entra en vigor el citado real decreto.

Con fecha 23 de julio de 2019 se publicó en el BOE la Resolución de 17 de julio de 2019 de la DGPEM que establece la metodología de reparto del coste de adquisición de combustible de los grupos generadores ubicados en los TNP con régimen retributivo adicional con el fin de calcular el referido factor de corrección.

De acuerdo con esta metodología, y con la información remitida por ENDESA con fecha 23 de abril de 2018 de acuerdo con lo dispuesto en el repetido artículo 31 del RD 738/2015, resultaría un importe en concepto de factor de corrección por factura de combustible de -10.593.446,44 euros, correspondiéndole aplicar -1.629.740,01 euros a los grupos de Baleares, -5.774.955,44 euros a los grupos de Canarias y -3.188.750,99 euros a los grupos de las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

2.11. De los costes de los tributos derivados de la Ley 15/2012

ENDESA solicita el reconocimiento de 167.796.177,87 euros²³ adicionales en concepto de coste por tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre²⁴ (Ley 15/2012): 74.323.825,72 euros en Baleares, 86.881.498,83 euros en Canarias y 6.590.853,32 euros en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla, según lo previsto en los artículos 31 ('Retribución por costes variables de generación') y 36 ('Retribución por otros costes operativos'), así como en el apartado 3.e) del artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones'²⁵) del RD 738/2015. Dicho importe es la suma de, por un lado, 137.548.299,87 euros correspondientes

²³ Esta cuantía fue estimada por ENDESA en su escrito de solicitud de fecha 8 de febrero de 2019 con base a los costes que presentaba en el mismo.

²⁴ Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales

²⁵ Según el párrafo final de dicho apartado, «*La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aplicará en su propuesta [de cuantía definitiva de costes de generación] la corrección por factura de combustible definida en el artículo 31, calculará la retribución por otros costes operativos, teniendo en cuenta la documentación que acredite el pago del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivados de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, e integrará los derechos de cobro definidos en el artículo 7.1 b) [...]».*

al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica y, por otro lado, la cantidad de 30.247.878,00 euros correspondientes a impuestos especiales sobre combustibles —impuesto sobre el carbón e impuesto sobre hidrocarburos— exclusivamente en Baleares²⁶, de acuerdo con los tipos establecidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre²⁷, según la redacción dada por la citada Ley 15/2012²⁸.

Se ha determinado un valor de 162.842.756,97 euros para dichos costes, por consiguiente, este importe es inferior en 4.953.420,90 euros al solicitado por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 7. Costes derivados de la Ley 15/2012 en 2017

COSTE POR TRIBUTOS DERIVADOS DE LA LEY 15/2012, 2017				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	72.331.088,12	74.323.825,72	1.992.737,60
CANARIAS	UNELCO	84.362.980,35	86.881.498,83	2.518.518,48
CEUTA & MELILLA	ENDESA	6.148.688,49	6.590.853,32	442.164,82
TOTAL		162.842.756,97	167.796.177,87	4.953.420,90

Se hace notar que la cuantía de 162.842.756,97 euros en concepto de costes derivados de la Ley 15/2012 para el ejercicio 2017 no es coincidente con el importe de 163.646.154,33 euros²⁹ que figura en los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN. El motivo de la diferencia es que en el cálculo de los tributos mostrado más arriba se ha tenido en cuenta una menor base imponible debido, por un lado, a un coste menor en concepto de financiación del OS correspondiente al ejercicio económico 2017 (debido a los 80.261,41 euros facturados en 2017 pero que en realidad correspondían a 2016, como se ha

²⁶ Los artículos 3 y 76, según la redacción vigente en el año 2017 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, establecían que los impuestos especiales de fabricación —entre el que se encontraba el impuesto sobre hidrocarburos y el impuesto especial sobre el carbón— se exigirán en todo el territorio español, a excepción de las islas Canarias, Ceuta y Melilla.

²⁷ Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

²⁸ La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, creó —entre otros— el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema de energía eléctrica, incluidos el sistema eléctrico peninsular y los territorios insulares y extrapeninsulares. El tipo es único (7%) a aplicar a los ingresos totales obtenidos por cada una de las instalaciones de producción eléctrica. Asimismo, la antedicha ley modificó la Ley 38/1992 en lo que afecta al Impuesto sobre Hidrocarburos y al Impuesto Especial sobre el carbón.

²⁹ 42.209.899,01 euros Baleares, 84.799.675,31 euros Canarias y 6.388.702,01 euros Ceuta y Melilla.

expuesto anteriormente) y, por otro lado, a un menor coste reconocido por el factor de corrección por factura de combustible.

Los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por tributos derivados de la Ley 15/2012 dentro de los costes variables de generación, en particular, dentro de la partida «*Otros costes operativos de la central*», si bien el referido artículo 36 especifica que dichos costes serán reconocidos, a propuesta de la CNMC, en la resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación a la que hace referencia el artículo 72.3 e).

En lo que se refiere al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, cabe indicar que el importe a retribuir por este concepto se ha calculado sobre la cifra de ingresos totales a cuenta que se corresponde con los costes cuyo reconocimiento se propone en este informe (es decir, posibles diferencias en la aprobación de la cuantía definitiva de dichos costes con respecto a la cantidad aquí propuesta acarrearían la consiguiente modificación por el 7% de esas diferencias). Además, y dado que los ingresos por reconocimiento de costes definitivos deberán tributar nuevamente (se trata de un impuesto *ad valorem*) el coste a reconocer se calcula mediante su elevación al íntegro: $7\% / (1-7\%) \sim 7,527\%$.

Todo lo cual se indica sin perjuicio de que, según lo expresamente establecido en el artículo 36³⁰ del RD 738/2015, ENDESA deberá acreditar debidamente el pago del antedicho impuesto una vez sea efectivo el ingreso por reconocimiento de costes definitivos³¹.

En consecuencia, resulta el reconocimiento de 132.594.878,97 euros a ENDESA en concepto de costes del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica.

En lo que se refiere a los impuestos especiales sobre combustibles, cabe indicar que, el apartado 3 de la disposición transitoria tercera ('Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5') del RD 738/2015, dispone que «*El precio del combustible se calculará como la suma del precio del producto definido en el siguiente apartado y la retribución por*

³⁰ El artículo 36 del RD 738/2015 establece que «*El impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, sólo se reconocerá una vez acreditado el pago del mismo mediante la presentación, en el supuesto de domiciliación bancaria, del documento de presentación de la autoliquidación y el justificante de pago bancario, y en el caso de adeudo en cuenta, del NRC facilitado por la entidad bancaria que consta en el documento de autoliquidación.*»

³¹ Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN señalan que se comprobó la documentación presentada por los referidos sujetos sobre el pago del importe de 163.646.154,33 euros.

costes de logística establecida en el apartado 5, a excepción del gas natural, cuyo precio de combustible se calculará de acuerdo con el método establecido en la orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Adicionalmente, el precio del combustible incluirá, en su caso, los costes derivados de la aplicación del impuesto especial sobre el carbón y del impuesto sobre hidrocarburos definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.»

En relación con estos impuestos, ENDESA declara que el coste de los mismos en el año 2017 ascendería a 30.247.878,00 euros, importe coincidente con la cuantía reflejada por este concepto en los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN.

2.12. De los costes totales de generación en los TNP para el cierre de 2017

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, el coste total de generación reconocido a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP alcanza un total de 1.894.212 miles de euros, todo ello de acuerdo con la documentación aportada por la citada compañía en el marco de este informe así como en las inspecciones realizadas por esta CNMC a las empresas vinculadas a la misma. Esto conllevaría el reconocimiento de 173.699 miles de euros de costes adicionales a ENDESA por encima de lo determinado por el OS (1.720.513 miles), según se resumen en la siguiente tabla.

Cuadro 8. Costes totales de generación en los TNP para el cierre de 2017

Costes & Ingresos de ENDESA en TNP 2017	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Costes fijos	211.383.237,36	229.484.685,81	34.892.928,94	475.760.852,11
Costes variables	303.491.528,28	891.645.457,91	49.615.190,55	1.244.752.176,74
Costes de generación OS	514.874.765,64	1.121.130.143,72	84.508.119,49	1.720.513.028,85
Costes fijos de grupos pendientes reconocimiento de parámetros (Ibiza 24 TG 6B)	1.552.000,00	----	----	1.552.000,00
Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad (Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19)	0,00	0,00	----	0,00
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler)	2.685.904,26	----	----	2.685.904,26
Coste por mezclas de combustible (Arranque y Funcionamiento)	8.416.495,66	477.795,19	114.419,84	9.008.710,69
Costes por arranques (pruebas, O&M CCGT, etc.)	0,00	0,00	----	0,00
Coste por peajes de generación	2.206.168,77	4.128.398,76	201.688,24	6.536.255,77
Coste por financiación del OS	752.033,58	861.071,01	54.242,00	1.667.346,59
Coste por nuevas inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Factor de corrección por factura de combustible	-1.629.740,01	-5.774.955,44	-3.188.750,99	-10.593.446,44
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012	72.331.088,12	84.362.980,35	6.148.688,49	162.842.756,97
Impuesto especial combustible	30.247.878,00	----	----	30.247.878,00
Impuesto sobre el valor de la producción (7% ingresos) (A)	39.137.385,41	78.457.571,73	5.718.280,30	123.313.237,44
Elevación al íntegro del impuesto del 7% ((A)/0,93)	42.083.210,12	84.362.980,35	6.148.688,49	132.594.878,97
Costes adicionales al cálculo OS	86.313.950,39	84.055.289,88	3.330.287,58	173.699.527,84
COSTES TOTALES a reconocer	601.188.716,03	1.205.185.433,60	87.838.407,07	1.894.212.556,69

3. CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA.

3.1 De los ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular

ENDESA declara haber percibido 718.085.000 euros por la producción de sus instalaciones de generación en los TNP en concepto de liquidación por venta de energía a precio del mercado peninsular (PMP) a los comercializadores y a los clientes directos en el mercado durante el ejercicio 2017, los cuales se desglosan por sistemas: 254.135.000 euros correspondientes a Baleares, 442.219.000 euros a Canarias y 21.731.000 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Conforme a la información remitida a la CNMC por el OS, el importe final de este concepto según las últimas liquidaciones a cuenta resulta ser de 718.344.224,20 euros, los cuales se desglosan por sistemas en 255.994.950,37 euros correspondientes a Baleares, 440.960.569,92 euros a Canarias y 21.388.703,91 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Por tanto, la diferencia entre la cantidad total declarada por ENDESA y la liquidada por el OS es 259.224,20 euros, según indica el siguiente cuadro:

Cuadro 9. Ingresos por ventas de energía al PMP de 2017

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA AL PMP, 2017				
	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	254.135.000,00	442.219.000,00	21.731.000,00	718.085.000,00
CNMC	255.994.950,37	440.960.569,92	21.388.703,91	718.344.224,20
CNMC - ENDESA	1.859.950,37	-1.258.430,08	-342.296,09	259.224,20

3.2 De los ingresos en concepto de compensación extrapeninsular de las liquidaciones de las actividades reguladas determinadas conforme con lo dispuesto en el RD 738/2015

ENDESA declara haber percibido 462.578.215,72 euros en concepto de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico por su producción en los TNP en el ejercicio 2017, los cuales se desglosan por sistemas en 110.020.824,34 euros correspondientes a Baleares, 322.054.093,99 euros a Canarias y 30.503.297,39 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció idéntica cantidad de 462.578.215,72 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan por sistemas en 110.020.824,34 euros

correspondientes a Baleares, 322.054.093,99 euros a Canarias y 30.503.297,39 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Por tanto, no existe diferencia alguna entre la cantidad total declarada por ENDESA y la liquidada por la CNMC, según indica el siguiente cuadro:

Cuadro 10. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo del sistema, 2017

INGRESOS POR COMPENSACIÓN EXTRAPENINSULAR DE LIQUIDACIONES DE ACTIVIDADES REGULADAS 2017				
	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	110.020.824,34	322.054.093,99	30.503.297,39	462.578.215,72
CNMC	110.020.824,34	322.054.093,99	30.503.297,39	462.578.215,72
CNMC - ENDESA	0,00	0,00	0,00	0,00

3.3 De los ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2017.

ENDESA declara haber percibido 462.578.215,72 euros en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2017 por su producción en los TNP en dicho ejercicio, los cuales se desglosan por sistemas en 110.020.824,34 euros correspondientes a Baleares, 322.054.093,99 euros a Canarias y 30.503.297,39 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció idéntica cantidad de 462.578.215,72 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan por sistemas en 110.020.824,34 euros correspondientes a Baleares, 322.054.093,99 euros a Canarias y 30.503.297,39 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Por tanto, no existe diferencia alguna entre la cantidad total declarada por ENDESA y la liquidada por la CNMC, según indica el siguiente cuadro. El antedicho extracoste fue calculado tomando como referencia los precios de los combustibles que se establecieron en las Resoluciones de la DGPEM de 8 de noviembre de 2017 y de 10 de abril y 21 de junio de 2018.

Cuadro 11. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE, 2018

INGRESOS POR COMPENSACIÓN EXTRAPENINSULAR DE LIQUIDACIONES A CARGO DE PGE 2017				
	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	110.020.824,340	322.054.093,990	30.503.297,390	462.578.215,720
CNMC	110.020.824,340	322.054.093,990	30.503.297,390	462.578.215,720
CNMC - ENDESA	0,000	0,000	0,000	0,000

3.4 De los ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP en el año 2017

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP en el año 2017 alcanzan un total de 1.643.500.655,64 euros, todo ello de acuerdo con la documentación aportada por el OS y la que obra en poder de la CNMC. El detalle se muestra en la tabla adjunta:

Cuadro 12. Ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2017

Ingresos percibidos por generación TNP 2017	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Ingresos del despacho de generación del OS	255.994.950,37	440.960.569,92	21.388.703,91	718.344.224,20
Ingresos liquidaciones actividades reguladas	110.020.824,34	322.054.093,99	30.503.297,39	462.578.215,72
Ingresos Liquidaciones PGE	110.020.824,34	322.054.093,99	30.503.297,39	462.578.215,72
INGRESOS TOTALES percibidos	476.036.599,05	1.085.068.757,90	82.395.298,69	1.643.500.655,64

4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA

A continuación se muestra la comparación entre los ingresos totales recibidos por las instalaciones perceptoras de régimen retributivo adicional del Grupo ENDESA en los TNP durante el año 2017, y los importes resultantes de la revisión de los costes totales de generación a reconocer, conforme a lo expresado en las consideraciones anteriores. Resulta una diferencia total de 250.712 miles de euros a ingresar a ENDESA, cantidad inferior en 71.022 miles de euros a la solicitada por dicha compañía.

Cuadro 13. Costes de generación e ingresos de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2017

Costes & Ingresos de ENDESA en TNP 2017	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
COSTES TOTALES a reconocer	601.188.716,03	1.205.185.433,60	87.838.407,07	1.894.212.556,69
INGRESOS TOTALES percibidos	476.036.599,05	1.085.068.757,90	82.395.298,69	1.643.500.655,64
CUANTÍA PENDIENTE DE COBRO	125.152.116,98	120.116.675,70	5.443.108,38	250.711.901,05

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

ACUERDA

Único. – Proponer la cuantía de 250.711.901,05 euros de retribución adicional pendiente de liquidar a las instalaciones de generación titularidad de ENDESA en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2017, obtenida como la diferencia entre los costes totales de generación a reconocer (1.894.212.556,69 euros) y los ingresos totales liquidados (1.643.500.655,64 euros) a dichas instalaciones.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

**ANEXO. Actas de inspección levantadas a GESA, UNELCO y ENDESA
GENERACIÓN por las liquidaciones a los generadores en régimen
ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares en 2017.
(CONFIDENCIAL)**