

**INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO
DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS
INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN
LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES
DE ENDESA, S.A.
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO
2018**

REF: INF/DE/069/19

Fecha 28 de julio de 2022

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. OBJETO Y ANTECEDENTES.....	4
2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN	8
2.1. De los costes de generación calculados por el OS	8
2.1.1. Coste por actualización de los valores de Poder Calorífico Inferior.....	9
2.1.2. Coste por actualización del precio de los derechos de emisión	9
2.1.3. Coste por arranques de los ciclos combinados baleares (dic. 2018).....	10
2.1.4. Coste por actualización del precio del gas natural.....	11
2.1.5. Costes fijos de instalaciones pendientes de reconocimiento.....	11
2.2. De los costes de grupos pendientes de resolución de compatibilidad (Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19)	12
2.3. De los costes de medidas de carácter temporal y extraordinario (alquiler de grupos).....	14
2.4. De los costes debidos a mezclas de combustibles	15
2.5. De los costes debidos a arranques de los CCTG.....	17
2.6. De los costes debidos a peajes de generación.....	19
2.7. De los costes debidos a la financiación del OS	20
2.8. De los costes debidos a nuevas inversiones	21
2.9. De los costes derivados de la aplicación del factor de corrección por factura de combustible.....	23
2.10. De los costes por tributos derivados de la Ley 15/2012.....	24
2.11. De los costes totales de generación de ENDESA en los TNP en 2018	28
3. CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA	30
3.1. De los ingresos por venta de energía a PMP.....	30
3.2. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo del Sistema eléctrico.....	30
3.3. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2018	31
3.4. De los ingresos totales de generación de ENDESA en los TNP en 2018	32
4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA	33
5. ACUERDA.....	34

INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES DE ENDESA, S.A. CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2018

(INF/DE/069/19)

CONSEJO. 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 Núñez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 28 de julio de 2022

La Sala de Supervisión Regulatoria del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, según lo previsto en el artículo 72.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio¹ (RD 738/2015), y en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto² (RD 680/2014), en el ejercicio de las funciones que le atribuye el artículo 5.2 y 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio³,

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 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.

³ Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

y en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto⁴, emite el siguiente informe:

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

1. Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio remitido por la Secretaría de Estado de Energía (SEE) de la Dirección General de Política Energética (DGPEM) del 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 3 de junio de 2020, 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 2018, de conformidad con el artículo 72.3 del RD 738/2015.
2. En particular, el alcance de este informe se circunscribe a determinar la liquidación para el ejercicio 2018 de las antedichas centrales, 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 A⁵, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del citado RD 738/2015.
3. La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), en su artículo 10, dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica desarrolladas 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.
4. Así, en lo que se refiere a la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los TNP, la LSE establece, entre otras particularidades, la posible: i) exención del sistema de ofertas hasta que dichos sistemas estén efectivamente integrados con el sistema peninsular⁶, si bien podrán recibir una retribución por

⁴ Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba su Estatuto Orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

⁵ 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.

⁶ 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.

venta de energía equivalente al precio marginal para cada periodo de programación (artículo 25), y ii) percepción de una eventual retribución adicional o específica, 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 (RRA) 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 TNP.

5. 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).
6. 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. Asimismo, se reconocerán con cargo a PGE los gastos ocasionados o el rendimiento económico obtenido por la cuenta gestionada por el organismo encargado de las liquidaciones —transitoriamente, la CNMC— dedicada a las compensaciones presupuestarias del extracoste de generación en estos territorios. 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 su procedimiento de liquidación. El RD 680/2014 desarrolla este mecanismo.
7. Las singularidades previstas por la LSE en estos territorios fueron objeto de desarrollo por el RD 738/2015, que establece el régimen económico de las instalaciones de producción en los TNP. Así, el artículo 72 del citado RD 738/2015 determina el procedimiento de liquidación del coste de generación a las instalaciones de producción que tengan reconocido el RRA; 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 (CNMC).
8. 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.
9. En cumplimiento de la normativa anteriormente expuesta, con fecha 14 de abril de 2020, ENDESA remitió escrito al MITERD solicitando la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos por sus instalaciones en 2018. La auditoría de costes correspondiente a dicho ejercicio, realizada conforme a lo dispuesto en la Resolución de 1 de diciembre de 2010 de la DGPEM⁷ fue remitida anteriormente por la citada compañía con fecha 29 de abril de 2019.
10. En dicho escrito, ENDESA solicita se reconozcan unos costes totales de generación para sus centrales en los TNP de 2.241.417.177,85 euros. Esta cantidad sería la suma de i) 1.987.385.335,50 euros correspondientes a los costes de generación reconocidos provisionalmente conforme al despacho realizado por el OS, en los cuales ENDESA ha incluido otras regularizaciones, a su juicio pendientes de liquidación por el OS, y ii) 254.031.842,35 euros en concepto de los costes adicionales que se muestran a continuación, cuyos valores no están expresamente recogidos en el RD 738/2015:
- 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.

⁷ 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.

- Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012: impuesto especial de combustibles e impuesto sobre el valor de la producción (7%).
11. ENDESA señala que, si bien el antedicho importe ha sido calculado conforme a lo establecido en el RD 738/2015, se trataría de una estimación, al no haber publicado el OS —a la fecha de redacción de su solicitud, 14 de abril de 2020— la liquidación del año 2018 que resultaría de la aplicación del citado real decreto.
 12. ENDESA declara unos ingresos totales percibidos de 1.936.561.613,24 euros — ingresos procedentes del despacho de generación del OS, de las liquidaciones de las actividades reguladas con cargo al Sistema eléctrico y de las liquidaciones con cargo a PGE 2018—, lo que daría lugar, siempre a su juicio, a un importe pendiente de liquidación de 304.855.564,61 euros a percibir por ENDESA.
 13. Con fecha 22 de abril de 2020 tuvieron entrada en el registro telemático de esta Comisión los recálculos (C6)⁸, realizados por el OS, de las liquidaciones definitivas que dan lugar al cierre del año 2018 para las instalaciones de generación en los TNP, entre ellas las de ENDESA.
 14. Con fecha 3 de junio de 2020, el 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 2018.
 15. Con fecha 20 de octubre de 2021, en aplicación de lo previsto en el artículo 7.39, así como en las disposiciones adicional octava y transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la Comisión emitió órdenes de inspección a Gas y Electricidad Generación, S.A.U (GESA), Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U (UNELCO) y Endesa Generación, S.A. (ENDESA GENERACIÓN). En el Anexo se adjuntan las Actas de inspección correspondientes al año 2018 levantadas a estas empresas, así como los informes de inspección a las alegaciones presentadas por ENDESA a dichas actas.

⁸ Ciⁱ, donde i es igual a 2, 3, 5, 6 etc. denota la secuencia de liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva. Para el RRA, que es el que aplica a las instalaciones 'categoría A', las liquidaciones C2, C3 y C5 se corresponden respectivamente con las realizadas a los meses 'm+1', 'm+3' y 'm+10', donde 'm' es el mes de producción. Más allá de la C5 pueden recibirse nuevas liquidaciones (C6, C7, etc.) cuyas variaciones respecto a las anteriores no guarden ya relación con las sucesivas actualizaciones en el sistema de medidas eléctricas, sino por ejemplo con revisiones de los precios de combustibles regulatoriamente reconocidos mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM.

Para 2018 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C6 para los doce meses del año.

2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN

2.1. De los costes de generación calculados por el OS

16. Los costes de generación reconocidos a las instalaciones 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:
 - a. 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.
 - b. 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 los derechos de emisión.
17. 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 3 de octubre de 2018⁹ y de 12 de marzo de 2019¹⁰ fijan el precio de la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil para el año 2018. Por su parte, la Resolución de 21 de junio de 2019¹¹ establece el precio reconocido para el gas natural en el primer y segundo semestres de 2018.
18. Los costes de generación determinados por el OS para las centrales de ENDESA en los TNP en el ejercicio 2018 ascienden a 1.986.475.122,83 euros. El siguiente cuadro recoge su desglose para Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, en costes fijos y costes variables, así como la producción medida en GWh.

⁹ Resolución de 3 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto e impuestos especiales aplicables a la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil a aplicar en la liquidación del primer semestre de 2018.

¹⁰ Resolución de 12 de marzo de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto e impuestos especiales aplicables a la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil del segundo semestre de 2018 a aplicar en la liquidación de dicho periodo en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

¹¹ Resolución de 21 de junio de 2019, 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 2018 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

Cuadro 1. Costes de generación de las instalaciones de ENDESA en los TNP contemplados por el OS en 2018

TNP	Sujeto liquidación	Producción medida (GWh)	Coste variable (euros)	Coste fijo (euros)	Coste total (euros)
Baleares	GESA	4.426,01	381.901.798,88	208.559.693,04	590.461.491,92
Canarias	UNELCO	7.942,95	1.078.904.083,96	222.346.625,51	1.301.250.709,47
Ceuta	ENDESA	207,36	29.996.175,79	18.580.947,74	48.577.123,53
Melilla	ENDESA	202,35	30.580.816,05	15.604.981,86	46.185.797,91
Total TNP		12.778,67	1.521.382.874,68	465.092.248,15	1.986.475.122,83

19. ENDESA estimó en 1.947.413.675,00 euros los referidos costes de generación, esto es, 39.061.447,83 euros menos respecto a la cuantía reconocida por este concepto en el Cuadro 1. Este importe habría sido calculado a partir de las liquidaciones provisionales del ejercicio 2018 realizadas por el OS hasta el momento de la solicitud. Asimismo, ENDESA solicita ajustar este coste de generación en base a los siguientes conceptos:

2.1.1. Coste por actualización de los valores de Poder Calorífico Inferior

20. ENDESA solicita un mayor coste de 10.360.427,37 euros en concepto de actualización de los valores del poder calorífico inferior (PCI), por no haber sido incluidos los valores definitivos de 2018 —publicados en la Resolución de la DGPEM de fecha 20 de febrero de 2020¹²— en el cálculo provisional del OS.
21. Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN (Anexo) confirman que la reliquidación efectuada por el OS —remitida a la CNMC unos días después de que ENDESA presentara su solicitud— ya recoge los valores del PCI correspondientes a 2018 fijados en la precitada resolución, por un importe coincidente al reclamado por ENDESA.

2.1.2. Coste por actualización del precio de los derechos de emisión

22. El artículo 31 ('Retribución por costes variables de generación') del RD 738/2015, en su apartado 1.c), incorpora los costes de los derechos de emisión como una partida más dentro de los costes variables de generación reconocidos. El artículo

¹² Resolución de 20 de febrero de 2020, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el poder calorífico inferior de la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil del primer y segundo semestre de 2018 a aplicar en la liquidación de dicho ejercicio.

37¹³ del RD 738/2015 dispone que el precio de los derechos de emisión de liquidación utilizado para calcular la retribución por este concepto para los grupos de generación en TNP se obtenga anualmente como la media del precio diario de las subastas de derechos de emisión del mercado secundario en la plataforma Común celebradas en el año para el que se efectúa la liquidación y, transitoriamente, hasta tanto se designe dicha plataforma, adjudicada a la entidad European Energy Exchange (EEX)¹⁴. Dicho precio será aprobado por resolución de la DGPEM.

23. ENDESA solicita el reconocimiento de 23.549.633,68 euros adicionales en concepto de coste por derechos de emisión de CO₂ para los meses de enero a marzo de 2018, los cuales se desglosan por sistemas en 8.742.127,08 euros correspondientes a Baleares, 14.144.068,38 euros a Canarias y 663.438,22 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Fundamenta la reclamación en que las liquidaciones provisionales de dichos meses efectuadas por el OS contemplarían todavía el precio de CO₂ correspondiente al ejercicio 2017 (esto es, 5,832 €/tCO₂) en lugar del fijado para 2018 (15,825 €/tCO₂). La Resolución de 13 de febrero de 2019 de la DGPEM¹⁵ fija en efecto el precio de los derechos de emisión de liquidación en euros/tonelada para el año 2018 en los sistemas eléctricos no peninsulares en 15,825 €/tCO₂ de acuerdo con la definición que establece el precitado artículo 37.
24. A este respecto, los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que las liquidaciones definitivas efectuadas por el OS con posterioridad a la solicitud cursada por ENDESA ya recogen ese mismo valor de 23.549.633,68 euros correspondiente a costes por derechos de emisión.

2.1.3. Coste por arranques de los ciclos combinados baleares (dic. 2018)

25. ENDESA solicita el reconocimiento de 586.819,84 euros adicionales en concepto de costes por arranque —combustible y costes de operación y mantenimiento

¹³ El artículo 37 del RD 738/2015 establece, en su apartado 1, que la retribución por costes de los derechos de emisión de un grupo, expresado en euros, para un periodo determinado, se calculará como el sumatorio de la retribución por costes de los derechos de emisión horarios.

¹⁴ El artículo 26 del Reglamento (UE) N° 1031/2010 de la Comisión, de 12 de noviembre de 2010, establece un modelo de subasta de derechos de emisión basado en una plataforma común para todos los Estados miembros que decidan formar parte de la acción conjunta. A este respecto, el 8 de septiembre de 2012 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el anuncio de adjudicación del contrato a la entidad EEX (European Energy Exchange), con sede en Leipzig, para su designación como plataforma común transitoria.

¹⁵ Resolución de 13 de febrero de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el precio de derechos de emisión de liquidación para el año 2018 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

(O&M)— de los ciclos combinados con turbinas a gas (CCTG) de Baleares, correspondientes al mes de diciembre de 2018.

26. El informe de inspección a GESA confirma que la reliquidación realizada por el OS con posterioridad a la solicitud cursada por ENDESA ya recoge el valor de la de la retribución por los costes de arranque mencionados.

2.1.4. Coste por actualización del precio del gas natural

27. ENDESA solicita el reconocimiento de 4.672.376,40 euros adicionales en concepto de actualización de los valores del precio de gas natural, por no haber sido incluidos los valores definitivos publicados en la Resolución de la DGPEM de 21 de junio de 2019 en el cálculo efectuado por el OS de las liquidaciones provisionales de los grupos que consumen este combustible de las centrales de Ibiza, Cas Tresorer y Son Reus para los meses de enero a agosto de 2018
28. El informe de inspección a GESA confirma que las liquidaciones definitivas efectuadas por el OS ya recogen los valores del precio del gas natural correspondientes a 2018 fijados en la antedicha resolución.

2.1.5. Costes fijos de instalaciones pendientes de reconocimiento

29. ENDESA solicita el reconocimiento de 802.403,20 euros adicionales en concepto de costes fijos de la turbina de gas Ibiza 24 (RO2-0208) correspondientes a los meses de enero a junio de 2018. Ibiza 24 fue despachada por el OS por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico durante el ejercicio 2018, si bien el valor reconocido a la inversión y sus parámetros no fueron publicados hasta la Resolución de la DGPEM de fecha 5 de junio de 2019¹⁶, y las liquidaciones provisionales de dichos meses contemplan exclusivamente el coste variable de la energía generada, no el coste fijo.
30. El informe de inspección a GESA confirma que las liquidaciones definitivas efectuadas por el OS ya recogen el valor del coste de inversión y resto de parámetros fijados en referida Resolución de la DGPEM de 5 de junio de 2019.
31. El escrito de ENDESA que adjunta el oficio de la SEE de fecha 3 de junio de 2020 solicita también la compensación de determinadas partidas adicionales de costes, expuestas a continuación, que no han sido recogidas en la liquidación de

¹⁶ Resolución de la DGPEM 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.

costes de generación realizada por el OS, bien por precisar de la aprobación previa del MITERD, bien por otros motivos:

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

32. ENDESA solicita el reconocimiento de 20.614.998,90 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 ejercicio 2018. En concreto, las instalaciones que se encuentran en esta situación son las turbinas de gas Ibiza 25 (RO2-0209), e Ibiza 26 (RO2-0210), y el grupo diésel Punta Grande 19 (RO2-0212), pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias.
33. El artículo 2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre¹⁷, 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.»*
34. 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 RRA o primado y, en caso de que no fuera favorable, podrían obtener una indemnización por la inversión realizada.
35. 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

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

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 RRA 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).

36. ENDESA especifica que, en cumplimiento de lo dispuesto en la precitada disposición transitoria primera, presentó en su día solicitudes de compatibilidad ante la DGPEM para los citados grupos de Ibiza 25, Ibiza 26, y Punta Grande 19, si bien señala que, a fecha de su solicitud (14 de abril de 2020) las mismas se encontraban pendientes de resolver.
37. Con fecha 22 de octubre de 2020, la DGPEM aprobó la Resolución por la que se otorga resolución favorable de compatibilidad a los repetidos grupos, así como se aprobaron los parámetros necesarios para el cálculo del RRA, a excepción del valor de la inversión reconocida.
38. Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que las liquidaciones definitivas efectuadas por el OS del ejercicio 2018 se remitieron con anterioridad (22 de abril de 2020) a la publicación de la citada Resolución de compatibilidad (22 de octubre de 2020) y, por tanto, contemplan exclusivamente la liquidación de la energía de los referidos grupos a precio del mercado diario. En consecuencia, de conformidad con lo dispuesto en la antedicha resolución, se deben reconocer las cuantías pendientes de retribución en las que han incurrido los referidos grupos Ibiza 25 y 26 y Punta Grande 19 durante el ejercicio 2018, las cuales ascienden a un importe total de 20.614.998,90 euros.
39. El cuadro siguiente detalla los importes propuestos por este concepto, los cuales coinciden con los solicitados por ENDESA.

Cuadro 2. Costes de los grupos pendientes de resolución de compatibilidad, 2018.

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	12.688.189,13	12.688.189,13	0,00
CANARIAS	UNELCO	7.926.809,77	7.926.809,77	0,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		20.614.998,90	20.614.998,90	0,00

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

40. ENDESA solicita el reconocimiento de 2.676.693,98 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 fue necesario instalar en el año 2018 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/451/2018, de 17 de mayo¹⁸.
41. El artículo 59 ('Retribución por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro) del RD 738/2015 establece que la DGPEM «[...] procederá a aprobar, si procede, en la resolución definida en el artículo 72.3 e), la cuantía definitiva de los costes de la instalación de grupos por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro.»
42. 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, sus contratos de alquiler y el desglose de los combustibles consumidos, lo que ha sido debidamente aportado. Asimismo, 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 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

¹⁸ Orden ETU/451/2018, de 17 de abril, 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.

publicados en las Resoluciones de 3 de octubre de 2018 y 12 de marzo de 2019. 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 el citado artículo 59 del RD 738/2015. Este último concepto no ha sido reconocido en las liquidaciones definitivas de ejercicios anteriores, en los que ya era objeto de reclamación por parte de ENDESA.

43. El cuadro siguiente refleja el importe propuesto por este concepto, junto al solicitado por ENDESA; la diferencia se encuentra en la no aplicación de un beneficio industrial a esta partida por no tener soporte en la legislación vigente.

Cuadro 3. Costes por alquiler de grupos de generación en 2018

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	2.513.257,00	2.676.693,98	163.436,98
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		2.513.257,00	2.676.693,98	163.436,98

2.4. De los costes debidos a mezclas de combustibles

44. ENDESA solicita el reconocimiento de 17.491.987,75 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.
45. 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), los grupos Punta Grande 2,3 y 7 (diésel 1, 2 y 3) y los grupos diésel de Los Guinchos. ENDESA señala que los grupos de Alcúdia consumen mayoritariamente carbón, pero requieren de una fracción de fuel para su funcionamiento e incluso una aportación de gasoil. En lo que se refiere a los precitados grupos de Ibiza y Punta Grande, 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. En cuanto a los grupos diésel de Los Guinchos, señala que ha sido necesario reducir el

contenido de azufre del fuel que consumen hasta valores próximos al 0,7% para poder garantizar el cumplimiento ambiental de la central.

46. La disposición transitoria segunda del RD 738/2015 establece, en su apartado 1, 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).»*
47. Por su parte, su apartado 2 dispone 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.»*
48. 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.
49. El cuadro siguiente refleja los importes propuestos por mezcla de combustibles, junto a los solicitados por ENDESA. Las diferencias se deben a que:
 - a. En algunos casos, el mix de combustibles que refleja ENDESA en su solicitud no es coherente con las cantidades de combustibles consumidas reflejadas en la Auditoría realizada por Deloitte con fecha 29 de abril de 2019 que ENDESA adjunta a dicha solicitud.
 - b. En lo que se refiere a los grupos Punta Grande 2, 3 y 7, los informes de inspección a UNELCO confirman que han consumido gasoil en lugar de fueloil 0,73% durante 2018 con objeto de cumplir las exigencias que

establece su Autorización Ambiental Integrada (AAI). 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 aplicable en esta planta para cumplir con las exigencias de la AAI; esa misma resolución debería determinar las correspondientes posibles consecuencias retributivas. Hasta entonces, no procede el reconocimiento de retribución adicional por este concepto.

- c. En cuanto a los grupos diésel de Los Guinchos, los informes de inspección a UNELCO confirman igualmente que el OS ha empleado en sus liquidaciones el fueloil 1% —en lugar de 0,7%— por ser el combustible reconocido en el Anexo XIII del RD 738/2015. La DGPEM debería establecer mediante resolución cuál debe ser la solución técnica aplicable en esta planta para cumplir con las exigencias medioambientales; esa misma resolución debería determinar las posibles consecuencias retributivas. Hasta entonces, no procede el reconocimiento de retribución adicional por este concepto.

Cuadro 4. Costes por mezclas de combustibles 2018

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	14.193.625,19	14.308.009,98	114.384,78
CANARIAS	UNELCO	728.800,32	2.926.976,73	2.198.176,41
CEUTA & MELILLA	ENDESA	120.069,04	257.001,05	136.932,01
TOTAL		15.042.494,55	17.491.987,75	2.449.493,20

2.5. De los costes debidos a arranques de los CCTG

50. Durante el periodo de inspección, ENDESA solicita el reconocimiento de 2.470.830,73 euros¹⁹ adicionales en concepto de costes por arranques de los

¹⁹ ENDESA solicitó originariamente en este apartado el reconocimiento de 2.189.532,37 euros adicionales en concepto de costes por arranques de los CCTGs, los cuales se desglosan por sistemas en 1.593.037,65 euros correspondientes a Baleares para los meses de enero a noviembre y en 596.494,72 euros correspondientes a Canarias para todo el ejercicio 2018.

En relación con el sistema balear, se hace notar que el importe correspondiente al mes de diciembre —586.819,84 euros— fue solicitado separadamente por ENDESA en el apartado Primero.C de este informe; en consecuencia, la cuantía total reclamada por este concepto para Baleares asciende a 2.179.857,49 euros para el conjunto del ejercicio 2018 —esto es,

CCTGs para el conjunto del ejercicio 2018, los cuales se desglosan por sistemas en 1.874.336,01 euros correspondientes a Baleares y en 596.494,72 euros correspondientes a Canarias.

51. Dentro de los costes debidos a arranques de los CCTGs, ENDESA diferencia entre: i) costes de operación y mantenimiento (O&M) por arranque de los CCTGs y ii) costes de combustible por arranque de CCTGs 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.
52. 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 empleado por el OS para el cálculo del coste de O&M por arranque en determinados modos de funcionamiento, que suponen 1.623.340,68²⁰ de los 2.470.830,73 euros del coste solicitado por arranques (los 847.490,06 euros restantes se corresponden con la solicitud en concepto de costes de combustible por arranque de los CCTGs en diferentes modos de funcionamiento).
53. Los informes de inspección a GESA y a UNELCO indican que la normativa aplicable en 2018 aún no contemplaba todos los posibles modos de arranque de los CCTGs y, por tanto, el OS fue conservador al limitar el cálculo de la retribución tras arranque a la máxima contemplada en la norma (ya se encontrara en modo 1TG hasta su parada, en modo 1TGx1TV hasta su parada, o en funcionamiento completo 2TGx1TV). En consecuencia, concluyen que no procede reconocer los meritados costes adicionales a ENDESA.
54. Sin perjuicio de lo anterior, con fecha 28 de diciembre de 2019 se publicó en el «BOE» la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre²¹, 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 los CCTGs teniendo en cuenta, por primera vez, sus

1.593.037,65 correspondiente a los meses de enero a noviembre, y 586.819,84 euros correspondiente al mes de diciembre.

Posteriormente, durante el periodo de inspección y para el sistema de Baleares, ENDESA rebajó el importe total solicitado para el conjunto del año 2018 de 2.179.857,49 euros a 1.874.336,01 euros, valor sobre el que se fundamenta el reconocimiento de costes por este concepto que se muestra en este apartado.

²⁰ 1.455.929,65 euros correspondientes a Baleares y 167.411,03 euros correspondientes a Canarias.

²¹ 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 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.

distintos modos de funcionamiento (1TG, 1TGx1TV, 2TGx1TV, 3TGx1TV). Ahora bien, estos valores son de aplicación exclusivamente al segundo periodo regulatorio 2020-2025, no al ejercicio 2018 objeto de este informe. La correspondiente propuesta de orden fue informada por esta CNMC con fecha 13 de noviembre de 2019, objeto del expediente IPN/CNMC/029/19, el cual ya subrayaba la necesidad de definir el antedicho parámetro teniendo en cuenta el modo de funcionamiento de estos grupos.

55. En consecuencia, de acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, no procedería reconocer coste adicional alguno a ENDESA por estos conceptos.
56. Finalmente, los informes de inspección a GESA y a UNELCO señalan que, de acuerdo con la información proporcionada por el OS, los costes de O&M por arranque de los CCTGs, y los correspondientes costes de combustible solicitados por ENDESA contemplarían determinados arranques para pruebas o tras averías que no serían retribuíbles de acuerdo con la normativa de aplicación.

2.6. De los costes debidos a peajes de generación

57. ENDESA solicita el reconocimiento de 6.382.361,44 euros adicionales en concepto de coste por el pago del peaje de acceso a las redes que debían satisfacer los productores de energía eléctrica en aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre²²; el referido peaje tenía un valor fijo de 0,5 € por MWh producido. El reparto de dicho coste entre los distintos sistemas es: 2.206.038,42 euros en Baleares, 3.971.474,47 euros en Canarias y 204.848,56 euros en las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.
58. 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.»* Por otro lado, los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por peajes de generación como uno más de los costes variables, en particular dentro de la partida *«Otros costes operativos de la central»*²³, si bien el artículo 36 especifica que dichos costes

²² 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.

²³ 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*

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.

59. Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN determinan un valor de 6.382.361,44 euros para el coste por peajes de generación en 2018 de acuerdo con la medida de producción que figura en el cuadro 1 de este informe. Este importe es coincidente con el solicitado por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro, y las liquidaciones definitivas del OS no lo recogen; en consecuencia, procede reconocer el coste adicional por este concepto a ENDESA.

Cuadro 5. Costes por peajes de generación en 2018

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	2.206.038,42	2.206.038,42	0,00
CANARIAS	UNELCO	3.971.474,47	3.971.474,47	0,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	204.848,56	204.848,56	0,00
TOTAL		6.382.361,44	6.382.361,44	0,00

2.7. De los costes debidos a la financiación del OS

60. ENDESA solicita el reconocimiento de 2.054.570,04 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 segunda²⁴ de la ETU/1282/2017, de 22 de diciembre²⁵. El reparto de

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.»

²⁴ La disposición transitoria segunda ('Retribución del operador del sistema para 2018 y precios a cobrar a los sujetos') de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, dispone, en su apartado 2, que «A partir de la entrada en vigor de la presente orden [1 de enero de 2018], 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 45,18 euros/MW de potencia disponible.»

²⁵ Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018.

dicho coste entre los distintos sistemas es: 946.920,00 euros en Baleares, 1.043.880,00 euros en Canarias y 63.770,04 euros en las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.

61. Los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por financiación del OS como uno más de los costes variables dentro de la partida «*Otros costes operativos de la central*», si bien el 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.
62. Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN determinan un valor de 2.054.570,04 euros para dichos costes, el cual es coincidente con el solicitado por la empresa. Adicionalmente, confirman que llas liquidaciones definitivas del OS no lo recogen y, en consecuencia, procede reconocer el coste adicional por este concepto a ENDESA.

Cuadro 6. Costes financiación del operador del sistema en 2018

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	946.920,00	946.920,00	0,00
CANARIAS	UNELCO	1.043.880,00	1.043.880,00	0,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	63.770,04	63.770,04	0,00
TOTAL		2.054.570,04	2.054.570,04	0,00

2.8. De los costes debidos a nuevas inversiones

63. ENDESA solicita el reconocimiento de 54.011.468,18 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes, los cuales se desglosan por sistemas en 21.020.043,66 euros correspondientes a Baleares, 27.919.345,63 euros a Canarias y 5.072.078,89 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
64. 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 19²⁶.*» El procedimiento para su otorgamiento es

²⁶ El artículo 19 del RD 738/2015, 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*

establecido en el artículo 53, cuyo apartado 1 dispone 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 [...] antes de la finalización de dicha vida útil regulatoria.»*

65. Por tanto, el derecho a percibir RRA por las nuevas inversiones realizadas en una central de categoría A existente está condicionado 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. De lo contrario, percibirán exclusivamente el precio del mercado.
66. Por otro lado, el artículo 29.1 del repetido 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.»*
67. Para los grupos que con anterioridad a la entrada en vigor del RD 738/2015 hubieran alcanzado la vida útil establecida en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, y hayan continuado en operación, la disposición transitoria séptima.4 del 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), de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.c.»*
68. Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que las liquidaciones realizadas por el OS a todos los grupos para los

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.»

que se solicita esta partida, hayan terminado su vida útil regulatoria o no, incorporan la anualidad de la retribución por O&M fijo, OMF_n(i), por lo que se considera que no es posible reconocer nuevamente la misma.

69. Asimismo, la citada disposición transitoria séptima.4 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.»* A su vez, 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 [...] continúen en explotación, deberán solicitar a [DGPEM] 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 otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad [...]. El procedimiento para el otorgamiento, en su caso, de la resolución favorable de compatibilidad será el establecido en la [...] 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. [...] 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.»*
70. Por tanto, 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 al otorgamiento, por parte de la DGPEM de resolución favorable de compatibilidad. 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.

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

71. El artículo 31.2 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 de un grupo es inferior al coste adquisición de combustible de dicho grupo y, en el resto de los supuestos, será la semidiferencia entre el coste de adquisición de combustible y la retribución por combustible. 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.

72. 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 de la CNMC previa a las resoluciones de la DGPEM por las que se apruebe la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido RRA, aplicándose esta corrección a partir del último cuatrimestre de 2015, año en el que entra en vigor el citado real decreto.
73. 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 RRA, con el fin de calcular el referido factor de corrección. De acuerdo con esta metodología, y con la información remitida por ENDESA con fecha 6 de mayo de 2019, resultaría un importe en concepto de factor de corrección por factura de combustible de -22.157.153,53 euros; apenas -18.683,48 euros corresponden a los grupos de Baleares, -17.716.254,73 euros a los grupos de Canarias y -4.422.215,32 euros a los grupos de las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
74. En el cálculo del referido importe se han tenido en cuenta, entre otros aspectos:
 - a. Las facturas de aprovisionamiento de combustibles correspondientes al ejercicio 2018, así como, para determinados grupos, aquellas de 2017 asociadas a un consumo del *stock* disponible en el ejercicio 2018 y
 - b. En el caso de los grupos diésel de Los Guinchos, las facturas de fuel oil 0,7%; aun no estando reconocida la retribución de este combustible mediante resolución, ENDESA debe emplear un fuel oil con un menor contenido de azufre para cumplir con las exigencias medioambientales vigentes.

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

75. ENDESA solicita el reconocimiento de 148.610.229,68 euros adicionales en concepto de coste por tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales (Ley 15/2012): 68.393.914,38 euros en Baleares, 74.416.362,04 euros en Canarias y 5.799.953,26 euros en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla, según lo previsto en los artículos 31, 36 y en el apartado 3.e) del artículo 72²⁷ del RD 738/2015. Dicho importe es la suma de

²⁷ Según el párrafo final de dicho apartado, «La [CNMC] aplicará en su propuesta [de cuantía definitiva de costes de generación] la corrección por factura de combustible definida en el

119.958.252,33 euros correspondientes al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE)²⁸ para los meses de enero a septiembre de 2018, calculado según la disposición adicional sexta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre²⁹ (RDL 15/2018), y 28.651.977,35 euros correspondientes a impuestos especiales sobre carbón e hidrocarburos, exclusivamente en Baleares, según los tipos y exenciones establecidas en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, en su redacción dada por la Ley 15/2012 y el RDL 15/2018 (Ley 38/1992).

76. Se ha determinado un valor total de 143.728.242,45 euros para dichos costes, por consiguiente, este importe es inferior en 4.881.987,23 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 2018

COSTE POR TRIBUTOS DERIVADOS DE LA LEY 15/2012, 2018				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	66.918.723,64	68.393.914,38	1.475.190,74
CANARIAS	UNELCO	71.554.074,05	74.416.362,04	2.862.287,99
CEUTA & MELILLA	ENDESA	5.255.444,76	5.799.953,26	544.508,50
TOTAL		143.728.242,45	148.610.229,68	4.881.987,23

77. Se hace notar que la cuantía total de 143.728.242,45 euros en concepto de costes derivados de la Ley 15/2012 para el ejercicio 2018 no es coincidente con

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 derivado 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) [...]».

- ²⁸ La Ley 15/2012 creó —entre otros—IVPEE, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema de energía eléctrica, incluidos los territorios insulares y extrapeninsulares. El tipo es único (7%) y aplica a los ingresos totales obtenidos por cada una de las instalaciones de producción eléctrica.
- ²⁹ La disposición adicional sexta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, estableció, para el ejercicio 2018, que «[...] la base imponible del [IVPEE] estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación en el periodo impositivo minorada en las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el último trimestre natural.».

el importe de 144.959.569,25 euros³⁰ 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 a un menor coste reconocido por el factor de corrección por factura de combustible.

78. 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, en la partida «*Otros costes operativos de la central*»; 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).
79. En cuanto a los impuestos especiales sobre combustibles (carbón e hidrocarburos), 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 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.*»
80. De conformidad con la precitada Ley 38/1992, Canarias y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla están exentas de los referidos impuestos especiales, por lo que solo estarían gravados dichos combustibles en Baleares.
81. En relación con el impuesto especial sobre hidrocarburos, el punto cuatro de la disposición final primera ('Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales') del RDL 15/2018 establece una exención para la producción de electricidad en centrales eléctricas (o para la cogeneración de electricidad y calor en centrales combinadas), condicionada a su autorización por la oficina gestora, previa solicitud del titular de la planta. Las solicitudes de exención fueron presentadas el 8 de octubre de 2018, al día siguiente de entrar en vigor la referida norma. Aunque los informes de inspección a GESA señalan

³⁰ 28.544.283,59 euros correspondientes a impuestos especiales y 116.415.285,66 euros correspondientes a IVPEE (38.375.536,54 euros en Baleares, 72.534.379,79 euros en Canarias y 5.505.369,34 euros en Ceuta y Melilla).

que este impuesto especial no se debería reconocer a partir de esa fecha, dado que no se dispone de información sobre el consumo diario de hidrocarburos, la inspección reconoce la cantidad solicitada por ENDESA correspondiente a todo el mes de octubre de 2018 (así como a los meses previos).

82. ENDESA declara que el coste de los impuestos especiales sobre combustibles en el año 2018 en Baleares ascendería a 28.651.977,35³¹ euros, importe superior en 107.693,76 euros a la cuantía reflejada por este concepto (28.544.283,59 euros) en los informes de inspección a GESA y reconocida en este informe.
83. En lo que se refiere al IVPEE, el importe cuyo reconocimiento se propone por este concepto se ha calculado sobre los ingresos totales a cuenta de los meses de enero a septiembre de 2018³²; posibles diferencias en la aprobación 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: $7\% / (1-7\%) \sim 7,527\%$.
84. En consecuencia, resulta el reconocimiento de 115.183.958,86 euros a ENDESA en concepto de IVPEE, sin perjuicio de que, según lo expresamente establecido en el artículo 36³³ del RD 738/2015, ENDESA deberá acreditar debidamente el pago del antedicho impuesto una vez sea efectivo el ingreso por reconocimiento de costes definitivos.

³¹ El importe en concepto de impuestos especiales sobre combustibles (carbón e hidrocarburos) facilitado por ENDESA en su solicitud de fecha 14 de abril de 2020 no coincide estrictamente el que figura en el escrito 'pdf' con el de los libros Excels que acompañan al mismo. Se hace notar que se ha optado por reflejar en este informe los recogidos en los precitados libros Excels dado que incluyen un mayor detalle numérico (hasta el céntimo).

³² Para el cálculo del IVPEE, se ha desagregado el importe de 22.157 miles de euros correspondiente al factor de corrección por factura de combustible para los meses de enero a septiembre de 2018 en función de la energía producida en dichos meses por los grupos RRA afectados. Se ha descartado la alternativa de desagregar en función de la fecha de entrega que figura en las facturas debido a la inconsistencia de los datos de combustibles respecto a los mostrados en las liquidaciones determinadas por el OS.

³³ 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.»*

2.11. De los costes totales de generación de ENDESA en los TNP en 2018

85. 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 2.154.653 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 168.178 miles de euros de costes adicionales a ENDESA por encima de lo determinado por el OS (1.986.475 miles de euros), según se resumen en la siguiente tabla.

Cuadro 8. Costes totales de generación en los TNP para el cierre de 2018

	Euros			
	Balears	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Costes fijos	208.559.693,04	222.346.625,51	34.185.929,60	465.092.248,15
Costes variables	381.901.798,88	1.078.904.083,96	60.576.991,84	1.521.382.874,68
Costes de generación OS	590.461.491,92	1.301.250.709,47	94.762.921,44	1.986.475.122,83
Actualización del PCI	0,00	0,00	0,00	0,00
Coste por derechos de emisión. Actualización precio CO2 ene-mar	0,00	0,00	0,00	0,00
Actualización costes arranque CCGT Baleares	0,00	----	----	0,00
Actualización precio gas natural ene-ago	0,00	----	----	0,00
Costes fijos de grupos pendientes reconocimiento de parámetros (Ibiza 24 TG 6B)	0,00	----	----	0,00
Costes de generación OS ajustados	590.461.491,92	1.301.250.709,47	94.762.921,44	1.986.475.122,83
Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad (Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19)	12.688.189,13	7.926.809,77	----	20.614.998,90
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler)	2.513.257,00	----	----	2.513.257,00
Coste por mezclas de combustible (Arranque y Funcionamiento)	14.193.625,19	728.800,32	120.069,04	15.042.494,55
Coste por arranques	0,00	0,00		0,00
Coste por peajes de generación	2.206.038,41	3.971.474,47	204.848,56	6.382.361,44
Coste por financiación del OS	946.920,00	1.043.880,00	63.770,04	2.054.570,04
Coste por nuevas inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Factor de corrección por factura de combustible	-18.683,48	-17.716.254,73	-4.422.215,32	-22.157.153,53
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012	66.918.723,64	71.554.074,05	5.255.444,76	143.728.242,45
Impuesto especial combustible	28.544.283,59	----	----	28.544.283,59
Impuesto sobre el valor de la producción (7% ingresos) (A)	35.688.229,25	66.545.288,87	4.887.563,63	107.121.081,75
Elevación al íntegro del impuesto del 7% (A)/0,93)	38.374.440,05	71.554.074,05	5.255.444,76	115.183.958,86
Costes adicionales al cálculo OS	99.448.069,89	67.508.783,88	1.221.917,08	168.178.770,85
COSTES TOTALES a reconocer	689.909.561,81	1.368.759.493,35	95.984.838,52	2.154.653.893,68

3. CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA

3.1. De los ingresos por venta de energía a PMP

86. ENDESA declara haber percibido 842.235.525 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 2018, los cuales se desglosan por sistemas: 302.844.993 euros correspondientes a Baleares, 513.052.633 euros a Canarias y 26.337.899 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
87. 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 841.307.069,31 euros, los cuales se desglosan por sistemas en 302.131.135,41 euros correspondientes a Baleares, 512.859.972,41 euros a Canarias y 26.315.961,49 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
88. Por tanto, la diferencia entre la cantidad total liquidada por el OS y la declarada por ENDESA es de -928.455,69 euros, según indica el siguiente cuadro:

Cuadro 10. Ingresos por ventas de energía al PMP de 2018

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	302.844.993,00	513.052.633,00	26.337.899,00	842.235.525,00
CNMC	302.131.135,41	512.859.972,41	26.315.961,49	841.307.069,31
CNMC - ENDESA	-713.857,59	-192.660,59	-21.937,51	-928.455,69

3.2. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo del Sistema eléctrico

89. ENDESA declara haber percibido 547.163.044,12 euros en concepto de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico por su producción en los TNP en el ejercicio 2018, los cuales se desglosan por sistemas en 134.206.565,42 euros correspondientes a Baleares, 379.246.933,35 euros a Canarias y 33.709.545,35 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

90. Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció idéntica cantidad de 547.163.044,12 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, coincidiendo igualmente el desglose por sistemas.
91. 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 11. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo del sistema, 2018

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	134.206.565,42	379.246.933,35	33.709.545,35	547.163.044,12
CNMC	134.206.565,42	379.246.933,35	33.709.545,35	547.163.044,12
CNMC - ENDESA	0,00	0,00	0,00	0,00

3.3. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2018

92. ENDESA declara haber percibido 547.163.044,12 euros en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2018 por su producción en los TNP en dicho ejercicio, los cuales se desglosan por sistemas en 134.206.565,42 euros correspondientes a Baleares, 379.246.933,35 euros a Canarias y 33.709.545,35 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
93. Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció idéntica cantidad de 547.163.044,12 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, coincidiendo igualmente el desglose por sistemas.
94. 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 3 de octubre de 2018³⁴, y de 12 de marzo³⁵ y 21 de junio de 2019³⁶.

Cuadro 12. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE, 2018

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	134.206.565,42	379.246.933,35	33.709.545,35	547.163.044,12
CNMC	134.206.565,42	379.246.933,35	33.709.545,35	547.163.044,12
CNMC - ENDESA	0,00	0,00	0,00	0,00

3.4. De los ingresos totales de generación de ENDESA en los TNP en 2018

95. Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP en el año 2018 alcanzan un total de 1.935.633.157,55 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:

³⁴ Resolución de 3 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto e impuestos especiales aplicables a la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil a aplicar en la liquidación del primer semestre de 2018.

³⁵ Resolución de 12 de marzo de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto e impuestos especiales aplicables a la hulla, fuel oil, diésel oil, y gasoil del segundo semestre de 2018 a aplicar en la liquidación de dicho periodo en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

³⁶ Resolución de 21 de junio de 2019, 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 2018 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

Cuadro 13. Ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2018

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Ingresos despacho generación del OS	302.131.135,41	512.859.972,41	26.315.961,49	841.307.069,31
Ingresos liquidaciones activ. reguladas	134.206.565,42	379.246.933,35	33.709.545,35	547.163.044,12
Ingresos Liquidaciones PGE	134.206.565,42	379.246.933,35	33.709.545,35	547.163.044,12
INGRESOS TOTALES percibidos	570.544.266,25	1.271.353.839,11	93.735.052,19	1.935.633.157,55

4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA

96. 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 2018, 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 219.020 miles de euros a ingresar a ENDESA, cantidad inferior en 85.834 miles de euros a la solicitada por dicha compañía.

Cuadro 14. Costes e ingresos de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2018

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
COSTES TOTALES a reconocer	689.909.561,81	1.368.759.493,35	95.984.838,52	2.154.653.893,68
INGRESOS TOTALES percibidos	570.544.266,25	1.271.353.839,11	93.735.052,19	1.935.633.157,55
CUANTÍA PENDIENTE DE COBRO	119.365.295,56	97.405.654,24	2.249.786,33	219.020.736,13

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

5. ACUERDA

97. **Único.** – Proponer la cuantía de 219.020.736,13 euros de retribución adicional pendiente de liquidar a las instalaciones de generación titularidad de ENDESA en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2018, obtenida como la diferencia entre los costes totales de generación a reconocer (2.154.653.893,68 euros) y los ingresos totales liquidados (1.935.633.157,55 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
2018.**

(CONFIDENCIAL)