

**INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO
DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS
INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN
LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES
DE ENDESA, S.A.
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO
2019**

REF: INF/DE/036/20

28 de julio de 2022

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. OBJETO Y ANTECEDENTES.....	4
2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN.....	7
2.1. De los costes de generación calculados por el OS	7
2.2. De los costes de inversión de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19	9
2.3. De los costes de medidas de carácter temporal y extraordinario (alquiler de grupos).....	11
2.4. De los costes debidos a mezclas de combustibles	12
2.5. De los costes de operación y mantenimiento debidos a arranques de los CCTG.....	15
2.6. De los costes debidos a peajes de generación.....	16
2.7. De los costes debidos a la financiación del OS.....	17
2.8. De los costes debidos a nuevas inversiones.....	18
2.9. De los costes derivados de la aplicación del factor de corrección por factura de combustible.....	20
2.10. De los costes de los tributos derivados de la Ley 15/2012	21
2.11. De los costes totales de generación de ENDESA en los TNP en 2019	25
3. CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA.	27
3.1. De los ingresos por venta de energía a PMP	27
3.2. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo del Sistema eléctrico.....	27
3.3. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2019.....	28
3.4. De los ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP en el año 2019	29
4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA	29
5. ACUERDA	30

INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES DE ENDESA, S.A. CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2019

(INF/DE/036/20)

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

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.

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.

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 22 de enero de 2021, 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 2019, de conformidad con lo dispuesto en 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 2019 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 citada 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 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

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.

gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares.

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. 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 (la 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 30 de diciembre de 2020, ENDESA remitió al MITERD escrito solicitando la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos por sus instalaciones en 2019. La auditoría de costes correspondientes 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 30 de abril de 2020.
10. En dicho escrito, ENDESA solicita se reconozcan unos costes totales de generación para sus centrales en los TNP de 2.164.268.639,96 euros. Esta cantidad sería la suma de i) 2.068.869.243,30 euros correspondientes a los costes de generación reconocidos provisionalmente conforme al despacho realizado por el OS, calculados de acuerdo con la nueva redacción del artículo 72.3.a) 1^a del RD 738/2015 dada por el punto cinco de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio⁸ (RD 647/2020) y ii) 95.399.396,66 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 nuevas inversiones.
 - 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%).
11. ENDESA declara unos ingresos totales percibidos de 2.011.656.916,43 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

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.

⁸ Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

cargo a PGE 2019—, lo que daría lugar, siempre a su juicio, a un importe pendiente de liquidación de 152.611.723,53 euros a percibir por ENDESA.

12. Con fecha con 22 de enero de 2021, 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 2019.
13. 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 2019 levantadas a estas empresas, así como los informes de inspección a las alegaciones presentadas por ENDESA a dichas actas.
14. Con fechas 10 de noviembre y 2 de diciembre de 2020 tuvieron entrada en el registro telemático de esta Comisión los recálculos (C6+C5)⁹ realizados por el OS de las liquidaciones que dan lugar al cierre del año 2019 para las instalaciones de generación en los TNP, entre ellas las de ENDESA.

2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN.

2.1. De los costes de generación calculados por el OS

15. 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.

⁹ 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.

- 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.
16. 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 2 de octubre de 2019¹⁰ y de 26 de febrero de 2020¹¹ fijan el precio de la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil para el año 2019. Por su parte, la Resolución de 10 de septiembre de 2020¹² establece el precio reconocido para el gas natural en el primer y segundo semestre de 2019.
17. Adicionalmente, y de acuerdo con la nueva redacción del artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015 dada por el punto cinco de la disposición final tercera del RD 647/2020, los costes de generación de liquidación determinados por el OS incluyen una estimación del importe de retribución por otros costes operativos —peajes de generación, financiación OS e impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica— definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
18. En consecuencia, los costes de generación calculados por el OS para las centrales de ENDESA en los TNP correspondientes al ejercicio 2019 ascienden a un total de 2.068.869.185,31 euros, correspondiéndole 456.882.816,59 euros a los costes fijos y 1.611.986.368,72 a los costes variables —de los cuales 133.083.213,45 euros se corresponden con los denominados ‘Otros costes operativos’ (esto es, peaje de generación, financiación del OS e impuestos derivados de la Ley 15/2012)—. 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.

¹⁰ Resolución de 2 de octubre 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 primer semestre de 2019.

¹¹ Resolución de 26 de febrero de 2020, 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 segundo semestre de 2019.

¹² Resolución de 10 de septiembre de 2020, 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 2019 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 2019

TNP	Sujeto liquidación	Producción medida (GWh)	Coste variable (euros)	Coste fijo (euros)	Coste total (euros)
Baleares	GESA	4.010,63	391.887.598,75	205.687.567,88	597.575.166,63
Canarias	UNELCO	7.460,24	1.150.471.340,20	217.708.329,19	1.368.179.669,39
Ceuta	ENDESA	206,05	34.626.179,20	18.160.948,18	52.787.127,38
Melilla	ENDESA	200,19	35.001.250,57	15.325.971,34	50.327.221,91
Total TNP		11.877,11	1.611.986.368,72	456.882.816,59	2.068.869.185,31

19. A este respecto, ENDESA estimó los referidos costes en una cantidad casi exactamente coincidente, apenas 58 euros superior a la cuantía reflejada en el Cuadro 1.
20. El escrito de ENDESA que adjunta el oficio de la SEE de fecha 22 de enero de 2021 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 MITERD, bien por otros motivos.

2.2. De los costes de inversión de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19

21. ENDESA solicita el reconocimiento de 5.784.304,41 euros adicionales en concepto de coste de inversión de los grupos turbinas de Gas Ibiza 25 (RO2-0209), e Ibiza 26 (RO2-0210) y diésel Punta Grande 19 (RO2-0212), pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias.
22. El artículo 2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre,¹³ 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.»*

¹³ Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

23. 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.
24. 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 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).
25. 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 y 26, y Punta Grande 19.
26. Con fecha 22 de octubre de 2020, la DGPEM aprobó la Resolución por la que se otorgó resolución favorable de compatibilidad a los antedichos grupos, así como se aprobaron los parámetros necesarios para el cálculo del RRA, a excepción del valor de la inversión reconocida —valor necesario para calcular el coste de inversión—. ENDESA indica que las liquidaciones del ejercicio 2019 efectuadas por el OS no incorporan el referido coste de inversión de las repetidas instalaciones, motivo por el que solicita se reconozca el importe adicional de 5.784.304,41 euros por este concepto.
27. Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que, de conformidad con lo dispuesto en la antedicha resolución, se debe reconocer la cuantía pendiente de retribución por inversión en la que han incurrido los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19 durante el ejercicio 2019.

28. El cuadro siguiente detalla los importes propuestos por este concepto, los cuales coincidan con los solicitados por ENDESA.

Cuadro 2. Retribución por inversión de los grupos Ibiza 25 y 26 y Punta Grande19, 2019.

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	3.526.229,79	3.526.229,79	0,00
CANARIAS	UNELCO	2.258.074,62	2.258.074,62	0,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		5.784.304,41	5.784.304,41	0,00

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

29. ENDESA solicita el reconocimiento de 3.409.739,54 euros¹⁴ 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 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 TEC/452/2019, de 10 de abril¹⁵.
30. 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.»

¹⁴ Este importe se desagrega en los siguientes conceptos de costes: 1.111.934,00 euros alquiler de grupos, 1.798.772,07 euros combustible, 290.837,11 euros derechos de emisión y 208.196,35 euros beneficio industrial. Adicionalmente, Endesa solicita 80.021,41 euros en concepto de coste del impuesto especial sobre hidrocarburos, el cual no ha sido considerado a estos efectos por no ser de aplicación de acuerdo con lo dispuesto en la disposición final primera del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

¹⁵ Orden TEC/452/2019, de 10 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.

31. 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 publicados en las Resoluciones de 2 de octubre de 2019, 26 de febrero y 10 de septiembre de 2020. A mayor abundamiento, el referido informe de inspección indica que no se ha reconocido un beneficio industrial —así como un coste derivado del impuesto especial sobre hidrocarburos— sobre el importe de esta partida por no tener soporte en la legislación vigente.
32. El cuadro siguiente refleja los importes propuestos por este concepto, junto a los solicitados por ENDESA. La diferencia se encuentra en la distinta valoración del coste de los derechos de emisión (calculados por esta CNMC al precio publicado en la Resolución de 18 de febrero de 2020¹⁶), así como en la no aplicación de un beneficio industrial a esta partida.

Cuadro 3. Costes por alquiler de grupos de generación en 2019

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	3.184.236,81	3.409.739,54	225.502,73
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		3.184.236,81	3.409.739,54	225.502,73

2.4. De los costes debidos a mezclas de combustibles

33. ENDESA solicita el reconocimiento de 17.127.607,08 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.

¹⁶ Resolución de 18 de febrero de 2020, 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 2019 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

34. Entre otras, las instalaciones que se encuentren 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, 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. En cuanto a los grupos diésel de Los Guinchos, 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.
35. 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).»*
36. 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.»*
37. 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.

38. El cuadro siguiente refleja los importes propuestos por mezcla de combustibles, junto a los solicitados por ENDESA. Las diferencias se deben fundamentalmente a que:
- i. 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 30 de abril de 2020 que ENDESA adjunta a dicha solicitud.
 - ii. En lo que se refiere a los grupos Punta Grande 2, 3 y 7, los informes de inspección a UNELCO confirman que estos grupos han consumido gasoil en lugar de fueloil 0,73% durante 2019 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 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.
 - iii. 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 2019

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	12.797.442,01	12.860.443,06	63.001,05
CANARIAS	UNELCO	777.182,32	4.070.143,37	3.292.961,05
CEUTA & MELILLA	ENDESA	105.777,92	197.020,65	91.242,73
TOTAL		13.680.402,25	17.127.607,08	3.447.204,83

2.5. De los costes de operación y mantenimiento debidos a arranques de los CCTG

39. ENDESA solicita el reconocimiento de 2.288.619,05 euros adicionales en concepto de costes de operación y mantenimiento (O&M) por arranques de los CCTGs para el ejercicio 2019, los cuales se desglosan por sistemas en 464.762,23 euros correspondientes a Baleares y en 1.823.856,82 euros correspondientes a Canarias.
40. 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 el precitado coste adicional.
41. Los informes de inspección a GESA y a UNELCO indican que, de acuerdo con la normativa aplicable al ejercicio 2019, 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.
42. Con fecha 28 de diciembre de 2019, se publicó en el BOE la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre¹⁷, la cual establecía 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 2019 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], el cual ya subrayaba la necesidad de definir el antedicho parámetro teniendo en cuenta el modo de funcionamiento de estos grupos.
43. En consecuencia, de acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, no procedería reconocer coste adicional alguno a ENDESA por este concepto.
44. Adicionalmente, los referidos informes de inspección señalan que, de acuerdo con la información proporcionada por el OS, los costes de O&M por arranque de los

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 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.

CCTGs solicitados por ENDESA contemplarían, entre otros, determinados costes por arranques para pruebas, o realizados tras averías, que no serían objeto de retribución de acuerdo con la normativa de aplicación.

2.6. De los costes debidos a peajes de generación

45. ENDESA considera que le corresponde devolver 57.503,65 euros liquidados provisionalmente de más por el OS durante el ejercicio 2019. Este peaje tiene un valor fijo de 0,5 €/MWh producido de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre¹⁸ (RD 1544/2011). El reparto de dicha cantidad entre los distintos sistemas es: -20.340,93 euros en Baleares -37.162,60 euros en Canarias y -0,12 euros en las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.
46. La disposición adicional tercera del citado RD 1544/2011 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.*»
47. Los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores como uno más de los costes variables, en particular, 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.
48. Por otra parte, el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en la redacción dada por el punto cinco de la disposición final tercera del RD 647/2020, establece que los costes de generación de liquidación determinados por el OS deben incluir una estimación del importe de retribución de los denominados '*Otros costes operativos de la central*' —peajes de generación, financiación del OS e impuesto sobre el valor de producción— definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
49. Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que la reliquidación (C6) efectuada por el OS recoge el valor de la retribución por los costes de peajes de generación mencionados —de acuerdo con la medida de producción que figura en el cuadro 1 de este informe valorada al precio de 0,5 €/MWh establecido en el

¹⁸ 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.

precitado RD 1544/2011— y, en consecuencia, no procedería la devolución de 57.503,65 euros por parte de ENDESA por este concepto.

2.7. De los costes debidos a la financiación del OS

50. ENDESA solicita el reconocimiento de 1.272,24 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 segunda¹⁹ de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre²⁰.
51. Los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por financiación del OS como uno más de los costes variables de generación, en particular, 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.
52. Por otra parte, el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en la redacción dada por el punto cinco de la disposición final tercera del RD 647/2020, establece que los costes de generación de liquidación determinados por el OS deben incluir una estimación del importe de retribución de los denominados '*Otros costes operativos*' —peajes de generación, financiación del OS e impuesto sobre el valor de producción— definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
53. Los informes de inspección a GESA confirman que la reliquidación efectuada por el OS recoge el valor de la retribución por los costes de financiación del OS y, en consecuencia, no procedería reconocer el coste adicional de 1.272,24 euros a ENDESA por este concepto.

¹⁹ La disposición transitoria segunda ('Retribución del operador del sistema para 2019 y precios a cobrar a los sujetos') de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, dispone, en su apartado 2, que «*A partir de la entrada en vigor de la presente orden [1 de enero de 2019], 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 39,82 euros/MW de potencia disponible.*»

²⁰ Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.

2.8. De los costes debidos a nuevas inversiones

54. ENDESA solicita el reconocimiento de 60.647.358,73 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes, los cuales se desglosan por sistemas en 25.642.813,43 euros correspondientes a Baleares, 27.027.489,01 euros a Canarias y 7.977.056,29 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
55. 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 19²¹.»*
56. El procedimiento para su otorgamiento es 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, además, antes de la finalización de dicha vida útil regulatoria.»*
57. 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.
58. 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*

²¹ 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 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.»*

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.»

59. 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 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.»*
60. Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que las liquidaciones realizadas por el OS a todos los grupos para los 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 esta partida.

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 la [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 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. [...] Los titulares de las instalaciones de producción que hayan finalizado su vida útil deberán remitir junto con la solicitud, las nuevas*

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.»*

inversiones que, en su caso, hayan realizado desde el 1 de enero de 2012, debidamente auditadas.»

61. 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.

62. 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.
63. 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.
64. 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 RRA, aplicándose esta corrección a partir del último cuatrimestre de 2015, año en el que entra en vigor el citado real decreto.
65. 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 31 de marzo de 2020, resultaría un importe total en concepto de factor de corrección por factura de combustible de -23.721.991,36 euros, correspondiéndole aplicar -6.053.762,33 euros a los grupos de Baleares, -13.374.325,63 euros a los grupos de Canarias y -4.293.903,40 euros a los grupos de las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

66. En el cálculo del referido importe se han tenido en cuenta, entre otros aspectos:
- Para los grupos de generación que se encuentran obligados normativamente a reducir su funcionamiento —determinados grupos de Alcúdia, Jinámar y Candelaria— las facturas de aprovisionamiento de combustibles correspondientes al ejercicio 2019, así como aquellas de 2018 asociadas a un consumo del *stock* disponible en el ejercicio 2019 y
 - 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 se ve obligada a emplear un fuel oil con un menor contenido de azufre para cumplir con las exigencias medioambientales vigentes.

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

67. ENDESA solicita el reconocimiento de 6.197.999,27 euros²³ adicionales en concepto de coste por tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales (Ley 15/2012), 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'²⁴) del RD 738/2015.
68. Dicho importe es la suma de, por un lado, 5.249.389,39 euros correspondientes al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE)²⁵ para los meses de abril a diciembre 2019, calculado de acuerdo con lo dispuesto en la

²³ Esta cuantía fue estimada por ENDESA en su escrito de solicitud de fecha 30 de diciembre de 2020 con base a los costes que presentaba en el mismo. Le corresponden 3.727.678,43 euros en Baleares, 2.009.137,71 euros en Canarias y 461.183,12 euros en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

²⁴ 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 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) [...]».

²⁵ La Ley 15/2012 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.

disposición adicional séptima²⁶ del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre²⁷ (RDL 15/2018) y, por otro lado, la cantidad de 948.609,88 euros correspondientes a los impuestos especiales sobre combustibles —impuesto sobre el carbón (600.561 euros) e impuesto sobre los hidrocarburos (348.049 euros)— exclusivamente en Baleares.

69. En lo que se refiere al impuesto sobre los hidrocarburos —gas natural, fuel oil y gasoil destinados a la producción de electricidad— si bien el RDL15/2018 introdujo la exención del mismo a partir de octubre²⁸ de 2018, ENDESA señala que la imputación contable del referido impuesto especial en la cuenta de explotación como coste por consumo de combustibles se produce cuando los combustibles son efectivamente consumidos; en consecuencia, las liquidaciones tributarias del impuesto de un ejercicio se corresponderían con las realizadas en ese año, así como aquellas efectuadas en ejercicios anteriores, pero cuya imputación se produce en ejercicios posteriores, en función del momento del consumo. En consecuencia, ENDESA solicita se reconozca el importe correspondiente a todas las liquidaciones tributarias del repetido impuesto imputadas en el ejercicio económico 2019 por los combustibles consumidos en dicho ejercicio, de lo contrario, indica se dejaría de reconocer dicha cuantía.
70. 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).

²⁶ La disposición adicional séptima del Real Decreto -Ley 15/2018, de 5 de octubre, estableció, para el ejercicio 2019, que «[...] *la base imponible del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica 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 primer trimestre natural.*»

²⁷ Real Decreto -Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

²⁸ La exención del impuesto sobre hidrocarburos a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas está condicionada a que sea solicitada por el titular de la planta ante la oficina gestora y ésta la autorice. Con carácter general, las solicitudes de exención fueron presentadas el 8 de octubre de 2018 (la referida norma entró en vigor el día 7), por lo que se debe proceder a descontar en el cálculo de este impuesto exclusivamente la parte correspondiente al último trimestre de 2018 y siguientes años.

71. Por otra parte, el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en la redacción dada por el punto cinco de la disposición final tercera del RD 647/2020, establece que los costes de generación de liquidación determinados por el OS deben incluir una estimación del importe de retribución de los denominados ‘*Otros costes operativos*’ —entre otros el impuesto sobre el valor de producción— definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
72. Se ha determinado un valor de 76.033,86 euros para dichos costes; por consiguiente, este importe es inferior en 6.197.999,27 euros al solicitado por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 5. Costes derivados de la Ley 15/2012 en 2019

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	881.134,06	3.727.678,43	2.846.544,37
CANARIAS	UNELCO	-565.815,06	2.009.137,71	2.574.952,77
CEUTA & MELILLA	ENDESA	-239.285,14	461.183,12	700.468,26
TOTAL		76.033,86	6.197.999,27	6.121.965,41

73. Se hace notar que la cuantía de 76.033,86 euros en concepto de costes derivados de la Ley 15/2012 para el ejercicio 2019 no es coincidente con el importe de 1.389.030,75 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 a un menor coste reconocido por el factor de corrección por factura de combustible.
74. En particular, en lo que se refiere a los impuestos especiales sobre combustibles, 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*

²⁹ 1.217.695,19 euros Baleares, 165.700,23 euros Canarias y 5.635,33 euros Ceuta y Melilla.

sobre hidrocarburos definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.»

75. De conformidad con los artículos 3 y 76 de la precitada Ley 38/1992, de 28 de diciembre, 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.
76. En cuanto al impuesto especial sobre hidrocarburos, se tiene además que 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, establecía la exención del mismo para la producción de electricidad en centrales eléctricas (o para la cogeneración de electricidad y calor en centrales combinadas) a partir de octubre de 2018.
77. Los informes de inspección a GESA señalan que el impuesto especial sobre hidrocarburos no se debería reconocer puesto que el mismo no sería de aplicación a raíz de la entrada en vigor del RDL 15/2018. En cuanto al impuesto sobre el carbón, confirman que la reliquidación efectuada por el OS recoge el valor de la retribución por costes debidos a este impuesto y, en consecuencia, no procedería reconocer el coste adicional de 600.561 euros a ENDESA por este concepto.
78. En cuanto al IVPEE, cabe indicar que el importe a retribuir por este concepto se ha calculado sobre la cifra de ingresos a cuenta de los meses de abril a diciembre de 2019³⁰ que se corresponde con los costes —costes de generación de liquidación (sin 7%) calculados por el OS, así como costes adicionales a reconocer— de dichos meses cuyo reconocimiento se propone en los Anexos de los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN, así como 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%: $/(1-7\%) \sim 7,527\%$.
79. Posteriormente, este importe ha sido minorado por el valor estimado para este concepto incluido en las liquidaciones 2019 efectuadas por el OS, el cual asciende a un total de 111.240.202,08 euros y se desglosa por sistemas en 33.033.259,07

³⁰ Para el cálculo del IVPEE, se ha desagregado el importe de -23.721.991,36 euros correspondiente al factor de corrección por factura de combustible para los meses de abril a diciembre de 2019 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 no correspondencia exacta de los datos de combustibles respecto a los mostrados en las liquidaciones determinadas por el OS.

euros correspondientes a Baleares, 72.682.892,02 euros correspondientes a Canarias y 5.524.050,99 euros correspondientes a las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla.

80. En consecuencia, resulta el reconocimiento total de 76.033,86 euros a ENDESA en concepto de costes del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica correspondiendo 881.134,06 euros a Baleares, -565.815,06 euros a Canarias y -239.285,14 euros a las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla.
81. Todo lo cual se indica sin perjuicio de que, según lo expresamente establecido en el artículo 36³¹ del RD 738/2015, ENDESA deberá acreditar debidamente el pago del impuesto una vez sea efectivo el ingreso por reconocimiento de costes definitivos.

2.11. De los costes totales de generación de ENDESA en los TNP en 2019

82. 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 2.067.872 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 es, -997 miles de euros de lo determinado por el OS (2.068.869 miles de euros), según se resume en la siguiente tabla.

³¹ 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.*»

Cuadro 6. Costes totales de generación en los TNP para el cierre de 2019

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Costes fijos	205.687.567,88	217.708.329,19	33.486.919,52	456.882.816,59
Costes variables	391.887.598,75	1.150.471.340,20	69.627.429,77	1.611.986.368,72
Costes de generación OS*	597.575.166,63	1.368.179.669,39	103.114.349,29	2.068.869.185,31
Costes por peajes de generación				
Coste por financiación del OS				
Impuestos Ley 15/2012 - Impuesto especial combustible				
Impuestos Ley 15/2012 - Impuesto sobre el valor de la producción				
Costes de generación OS ajustados	597.575.166,63	1.368.179.669,39	103.114.349,29	2.068.869.185,31
Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad (Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19)	3.526.229,79	2.258.074,62	----	5.784.304,41
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler)	3.184.236,81	----	----	3.184.236,81
Coste por mezclas de combustible (Arranque y Funcionamiento)	12.797.442,01	777.182,32	105.777,92	13.680.402,25
Coste por arranques (O&M CCGT)	0,00	0,00	----	0,00
Coste por nuevas inversiones (inversiones recurrentes)	0,00	0,00	0,00	0,00
Coste por nuevas inversiones (sistemas automáticos de control)	0,00	0,00	----	0,00
Coste por peajes de generación	0,00	0,00	0,00	0,00
Coste por financiación del OS	0,00	0,00	0,00	0,00
Factor de corrección por factura de combustible	-6.053.762,33	-13.374.325,63	-4.293.903,40	-23.721.991,36
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012	881.134,06	-565.815,06	-239.285,14	76.033,86
Impuesto especial combustible	0,00	----	----	0,00
Ajuste del Impuesto valor producción respecto al liquidado por el OS	881.134,06	-565.815,06	-239.285,14	76.033,86
Costes adicionales al cálculo OS	14.335.280,34	-10.904.883,75	-4.427.410,62	-997.014,03
COSTES TOTALES a reconocer	611.910.446,97	1.357.274.785,64	98.686.938,67	2.067.872.171,28

* De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en la redacción dada por la DF 3ª.5, los costes de generación determinados por el OS incluyen, por primera vez, una estimación del importe de retribución de los denominados 'Otros costes operativos' definidos en el artículo 36 del referido real decreto, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992.

3. CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA.

3.1. De los ingresos por venta de energía a PMP

83. ENDESA declara haber percibido 675.536.345,77 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 2019, los cuales se desglosan por sistemas: 236.180.076,23 euros correspondientes a Baleares, 416.926.349,30 euros a Canarias y 22.429.920,24 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
84. Conforme a la información remitida a la CNMC por el OS, el importe final de este concepto según las últimas liquidaciones definitivas resulta ser de 673.063.294,52 euros, los cuales se desglosan por sistemas en 235.596.806,40 euros correspondientes a Baleares, 415.051.116,54 euros a Canarias y 22.415.371,58 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
85. Por tanto, la diferencia entre la cantidad total declarada por ENDESA y la liquidada por el OS es -2.473.051,25 euros, según indica el siguiente cuadro:

Cuadro 82. Ingresos por ventas de energía al PMP de 2019

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	236.180.076,23	416.926.349,30	22.429.920,24	675.536.345,77
CNMC	235.596.806,40	415.051.116,54	22.415.371,58	673.063.294,52
CNMC - ENDESA	-583.269,83	-1.875.232,76	-14.548,66	-2.473.051,25

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

86. ENDESA declara haber percibido 692.268.545,16 euros en concepto de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico por su producción en los TNP en el ejercicio 2019, los cuales se desglosan por sistemas en 179.679.451,45 euros correspondientes a Baleares, 472.462.866,71 euros a Canarias y 40.126.227,00 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
87. Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció idéntica cantidad de 692.268.545,16 euros de extracoste por este concepto al grupo

ENDESA, los cuales se desglosan por sistemas en 179.679.451,45 euros correspondientes a Baleares, 472.462.866,71 euros a Canarias y 40.126.227,00 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

88. 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 9. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo del sistema, 2019

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	179.679.451,45	472.462.866,71	40.126.227,00	692.268.545,16
CNMC	179.679.451,45	472.462.866,71	40.126.227,00	692.268.545,16
CNMC - ENDESA	0,00	0,00	0,00	0,00

3.3. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2019.

89. ENDESA declara haber percibido 643.852.025,50 euros en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2019 por su producción en los TNP en dicho ejercicio, los cuales se desglosan por sistemas en 162.659.453,94 euros correspondientes a Baleares, 442.976.345,67 euros a Canarias y 38.216.225,89 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
90. Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció idéntica cantidad de 643.852.025,50 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan por sistemas en 162.659.453,94 euros correspondientes a Baleares, 442.976.345,67 euros a Canarias y 38.216.225,89 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.
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 10. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE, 2019

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	162.659.453,94	442.976.345,67	38.216.225,89	643.852.025,50
CNMC	162.659.453,94	442.976.345,67	38.216.225,89	643.852.025,50
CNMC - ENDESA	0,00	0,00	0,00	0,00

3.4. De los ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP en el año 2019

92. Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP en el año 2019 alcanzan un total de 2.009.183.865,18 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 11. Ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2019

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Ingresos despacho generación del OS	235.596.806,40	415.051.116,54	22.415.371,58	673.063.294,52
Ingresos liquidaciones activ. reguladas	179.679.451,45	472.462.866,71	40.126.227,00	692.268.545,16
Ingresos Liquidaciones PGE	162.659.453,94	442.976.345,67	38.216.225,89	643.852.025,50
INGRESOS TOTALES percibidos	577.935.711,79	1.330.490.328,92	100.757.824,47	2.009.183.865,18

4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA

93. A continuación se muestra la comparación entre los ingresos totales recibidos por las instalaciones receptoras de RRA del Grupo ENDESA en los TNP durante el año 2019, 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 58.688 miles de euros a ingresar a ENDESA, cantidad inferior en 93.923 miles de euros a la solicitada por dicha compañía.

Cuadro 12. Costes e ingresos de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2019

	Euros			TOTAL
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	
COSTES TOTALES a reconocer	611.910.446,97	1.357.274.785,64	98.686.938,67	2.067.872.171,28
INGRESOS TOTALES percibidos	577.935.711,79	1.330.490.328,92	100.757.824,47	2.009.183.865,18
CUANTÍA PENDIENTE DE COBRO	33.974.735,18	26.784.456,72	-2.070.885,80	58.688.306,10

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

5. ACUERDA

Único. – Proponer la cuantía de 58.688.306,10 euros de retribución adicional pendiente de liquidar a las instalaciones de generación titularidad de ENDESA en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2019, obtenida como la diferencia entre los costes totales de generación a reconocer (2.067.872.171,28 euros) y los ingresos totales liquidados (2.009.183.865,18 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
2019.**

(CONFIDENCIAL)