

**INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO
DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS
INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN
LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES
DE ENDESA, S.A.
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO
2021**

REF: INF/DE/056/22

16 de enero de 2025

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
2.1.1. Coste por actualización de parámetros definitivos pendientes de aprobación o aprobados pero pendientes de incorporar por el OS	9
2.2. De los costes de inversión de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19	10
2.3. De los costes de las inversiones de adaptación medioambiental.....	12
2.4. De los costes de medidas de carácter temporal y extraordinario (alquiler de grupos).....	13
2.5. De los costes debidos a mezclas de combustibles	15
2.6. De los costes debidos a nuevas inversiones.....	18
2.7. De los costes debidos a peajes de acceso a las redes	20
2.8. De los costes derivados de la aplicación del factor de corrección por factura de combustible.	21
2.9. De los costes por tributos derivados de la Ley 15/2012.....	23
2.10. Del coste financiero debido al retraso en la liquidación de costes	26
2.11. De los costes totales de generación de ENDESA en los TNP en 2021	26
3. CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA.	28
3.1. De los ingresos por venta de energía a PMP	28
3.2. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo del Sistema eléctrico.....	28
3.3. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2021	29
3.4. De los ingresos totales de generación de ENDESA en los TNP en 2021 	30
4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA	30
5. ACUERDA	31

INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES DE ENDESA, S.A. CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2021.

(INF/DE/056/22)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Josep Maria Salas Prat

Consejeros

D. Carlos Aguilar Paredes

D.^a María Jesús Martín Martínez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 16 de enero de 2025

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

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio remitido por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), de la Secretaría de Estado de Energía (SEE), 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 12 de mayo de 2023, 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 2021, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72.3 del RD 738/2015.

En particular, el alcance de este informe se circunscribe a determinar la liquidación para el ejercicio 2021 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.

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.

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 A 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 TNP.

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

Por otro lado, y en relación con la financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los TNP, la disposición adicional decimoquinta de la repetida LSE establece que, desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los TNP, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Este crédito presupuestario debe incluir la estimación de los extracostes a financiar del ejercicio, así como, en su caso, el saldo resultante de la liquidación definitiva de la compensación presupuestaria correspondiente a ejercicios anteriores, junto a los gastos ocasionados o el rendimiento económico obtenido por la cuenta gestionada por el organismo encargado de las liquidaciones dedicada a estas compensaciones presupuestarias. 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.

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).

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

En cumplimiento de la normativa anteriormente expuesta, con fecha 10 de abril de 2023, ENDESA remitió al MITERD escrito solicitando la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos por sus instalaciones en 2021. 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 a esta CNMC con fecha 29 de abril de 2022.

En dicho escrito, ENDESA solicita se reconozcan unos costes totales de generación para sus centrales en los TNP de 2.224.834.756 euros. Esta cantidad sería la suma de: i) 2.110.153.531,89 euros correspondientes a los costes de generación reconocidos provisionalmente conforme al despacho realizado por el OS, calculados de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en los cuales ENDESA ha incluido otras regularizaciones, a su juicio pendientes de liquidación por el OS y ii) 114.681.224,11 euros en concepto de los costes adicionales que se muestran a continuación:

- Coste de inversión de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19.
- Costes de inversión de adaptación medioambiental autorizados por la Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre⁸ (en adelante Orden TEC/1158/2018).
- Coste de medidas de carácter temporal y extraordinario (p.ej. alquiler de grupos electrógenos).
- Coste de mezclas de combustibles.
- Coste de nuevas inversiones.
- Coste de peajes de acceso a las redes.
- Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012: impuesto especial de combustibles e impuesto sobre el valor de la producción (IVPEE; 7%).

ENDESA declara unos ingresos totales percibidos de 1.843.270.569,07 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 2021, lo que daría lugar, siempre a su juicio, a un importe pendiente de liquidación de 381.564.186,93 euros a percibir por ENDESA, sin tener en

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 Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, por la que se otorga el régimen retributivo adicional a instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los territorios no peninsulares de Menorca, Gran Canaria y Tenerife que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento.

cuenta los intereses financieros por retraso en el pago de las liquidaciones (de considerarse los intereses financieros, el importe pendiente de liquidar ascendería a 420.254.795,49 euros).

Con fecha 18 y 19 de abril de 2023 tuvieron entrada en el registro telemático de esta Comisión los recálculos (C6)⁹ realizados por el OS de las liquidaciones que dan lugar al cierre del año 2021 para las instalaciones de generación en los TNP, entre ellas, las de ENDESA.

Con fecha 12 de mayo de 2023 tuvo entrada en el registro telemático de esta Comisión el oficio anteriormente citado remitido por la DGPEM.

Con fecha 25 de junio de 2024, 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 2021 levantadas a estas empresas, así como los informes a las alegaciones presentadas por ENDESA a dichas actas.

2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN.

2.1. De los costes de generación calculados por el OS

Los costes de generación reconocidos a las instalaciones 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,

⁹ Ci, 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+2' 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 2021 se dispone de liquidaciones C6 para los doce meses del año.

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.

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 4 de agosto de 2021¹⁰ y de 24 de enero de 2023¹¹ fijan el precio de la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil para el año 2021. Por su parte, la Resolución de 13 de junio de 2022¹² establece el precio reconocido para el gas natural en el primer y segundo semestre de 2021.

Adicionalmente, y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 72.3.a) 1^a¹³ del RD 738/2015, los costes de generación de liquidación determinados por el OS incluyen una estimación del importe de retribución por otros costes operativos —peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, 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.

¹⁰ Resolución de 4 de agosto de 2021, 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 2021, a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

¹¹ Resolución de 24 de enero de 2023, 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 2021, a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

¹² Resolución de 13 de junio de 2022, 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 2021 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

¹³ El punto cinco de la disposición final tercera del 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 eléctrica modifica la redacción del artículo 72.3. a) 1^a del RD 738/2015 incluyendo dentro de los costes de generación de liquidación una estimación del importe de retribución por otros costes operativos —peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, financiación OS, 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.

La liquidación definitiva determinada por el OS para las centrales de ENDESA en los TNP en el ejercicio 2021 asciende a 2.071.610.467,40 euros, correspondiéndole 423.399.290,74 euros a los costes fijos y 1.648.211.176,66 euros a los costes variables —de los cuales 64.166.422,46 euros se corresponden con los siguientes costes operativos: financiación del OS e impuestos derivados de la Ley 15/2012)—. 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.

Cuadro 1. Costes de generación de las instalaciones de ENDESA en los TNP contemplados por el OS en 2021

TNP	Sujeto liquidación	Producción medida (GWh)	Coste fijo (euros)	Coste variable (euros)	Coste total (euros)
Baleares	GESA	4.187,47	200.256.103,15	510.272.754,77	710.528.857,92
Canarias	UNELCO	6.501,65	193.665.393,71	1.072.906.603,46	1.266.571.997,17
Ceuta	ENDESA	196,89	15.964.052,50	32.232.045,91	48.196.098,41
Melilla	ENDESA	193,18	13.513.741,38	32.799.772,52	46.313.513,90
TOTAL		11.079,18	423.399.290,74	1.648.211.176,66	2.071.610.467,40

Parte de estos costes, directamente relacionados con el precio del combustible, podría variar con motivo de la ejecución por el MITERD de la Sentencia de 22 de julio de 2024 de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, que estima parcialmente el recurso contencioso-administrativo 254/2023 contra la Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre¹⁴.

Adicionalmente, ENDESA solicita ajustar los costes de generación en base a los siguientes conceptos:

2.1.1. Coste por actualización de parámetros definitivos pendientes de aprobación o aprobados pero pendientes de incorporar por el OS

ENDESA solicita un ajuste de 234.899.034,40 euros en concepto de actualización de los siguientes valores definitivos de 2021 no incluidos en el cálculo provisional efectuado por el OS:

¹⁴ Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre, por la que en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021, recaída en el recurso contencioso-administrativo 301/2020, se regulan las subastas para el suministro de combustible y determinación del precio de combustible, se autorizan nuevos combustibles, se establecen los valores unitarios de referencia, aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, y se revisan otras cuestiones técnicas.

- Valores del poder calorífico inferior (PCI) de 2021 conforme a la Resolución de la DGPEM de fecha 6 de agosto de 2022¹⁵.
- Valores del precio de gas natural y resto de combustibles de 2021 conforme a las Resoluciones de la DGPEM de 4 de agosto de 2021, 13 de junio de 2022 y 24 de enero de 2023.
- Valor del precio de CO₂ de 2021 (54,657 €/tCO₂) conforme a la Resolución de 23 de febrero de 2022 de la DGPEM¹⁶.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que la reliquidación efectuada por el OS —remitida a la CNMC apenas unos días después de que ENDESA presentara su solicitud ante el MITERD— ya recoge los valores de PCI, del precio del gas natural y resto de combustibles y el precio de los derechos de emisión de 2021, por lo que no corresponde reconocer un coste adicional a ENDESA por estos conceptos.

Por otra parte, el escrito de ENDESA que adjunta el oficio de la SEE de fecha 11 de mayo de 2023 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

ENDESA solicita el reconocimiento de 5.175.878,59 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.

El artículo 2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre,¹⁷ 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*

¹⁵ Resolución de 6 de agosto de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el poder calorífico inferior de la hulla, fuel oil, diesel oil, y gasoil del primer y segundo semestre de 2021 a aplicar en la liquidación de dicho ejercicio.

¹⁶ Resolución de 23 de febrero de 2022, 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 2021 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

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.

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.»*¹⁸

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. ENDESA indica que las liquidaciones provisionales efectuadas por el OS no incorporan el coste de inversión de las referidas instalaciones, motivo por el que solicita se reconozca el importe adicional de 5.175.878,59 euros por este concepto.

Con fecha 17 de abril de 2024, se publicaron las Resoluciones de la DGPEM por las que se establecen los valores reconocidos de inversión y los valores de la anualidad de la retribución por inversión de los precitados grupos de generación para el periodo 2014 al 2024.

Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que las liquidaciones definitivas del ejercicio 2021 efectuadas por el OS no incluyen la retribución por inversión de los grupos Ibiza 25 y 26 y Punta Grande 19 de dicho año reconocida por la precitada Resolución de la DGPEM de 17 de abril de 2024; en consecuencia, procede reconocer un importe de 4.852.995 euros por este concepto a ENDESA para el ejercicio 2021, correspondiendo 3.000.322 euros a los grupos Ibiza 25 y 26 y 1.852.673 euros al grupo Punta Grande 19.

¹⁸ Por otra 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.

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).

2.3. De los costes de las inversiones de adaptación medioambiental

ENDESA solicita el reconocimiento de 16.868.439,22 euros adicionales en concepto de coste por:

- Inversiones adicionales realizadas para adaptar los grupos Mahón 14, 15 y 16 (Menorca), Barranco de Tirajana 3 y 4 (Gran Canaria) y Granadilla 4 y 5 (Tenerife) al cumplimiento de la normativa medioambiental —comunitaria o estatal— reconocidas en la Orden TEC/1158/2018.
- Indisponibilidades sufridas por los grupos Mahón 14 y Granadilla 4 y 5 derivadas del cumplimiento de la antedicha normativa medioambiental. ENDESA solicita que estas indisponibilidades no computen a afectos de la retribución de sus costes fijos de acuerdo con la modificación introducida por el punto dos de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

La Orden TEC/1158/2018 otorga el RRA a los precitados grupos de generación para la realización de nuevas inversiones con objeto de cumplir los requisitos ambientales dispuestos en la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre de 2010¹⁹ y en la Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 de la Comisión, de 31 de julio de 2017²⁰. Asimismo, aprueba los valores de las nuevas inversiones autorizadas y su vida útil regulatoria; deja pendiente la aprobación de los valores reconocidos de inversión y los valores anuales de inversión.

Con fecha 19 de abril de 2024 se publicaron las Resoluciones de la DGPEM por las que se establecen los valores reconocidos de inversión y los valores máximos (con carácter previo a la afección de su efectiva disponibilidad) de la anualidad de la retribución por inversión (CI_n) de los citados grupos de generación para el periodo de 2019 a 2024.

Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que las liquidaciones definitivas efectuadas por el OS del ejercicio 2021 no incluyen la retribución por inversión derivada de las actuaciones de adaptación ambiental efectuadas en los grupos Mahón 14, 15 y 16, Barranco de Tirajana 3 y 4 y Granadilla 4 y 5 reconocida por las antedichas Resoluciones de 19 de abril de 2024 para dicho año. De otro lado, confirman que no existen resoluciones de la DGPEM que

¹⁹ Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación)

²⁰ Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 de la Comisión, de 31 de julio de 2017, por la que se establecen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles conforme a la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo.

otorguen un funcionamiento limitado a efectos de despacho a dichos grupos para el año 2021; por tanto, a efectos de determinar la retribución por coste fijos, se han tenido en cuenta las indisponibilidades sufridas por los grupos Mahón 14 y Granadilla 4 y 5 derivadas del cumplimiento de la repetida normativa ambiental.

En consecuencia, y sobre la información aportada por el OS, procede reconocer un importe de 7.702.370,58 euros por este concepto a ENDESA para el ejercicio 2021, correspondiendo 2.246.601,78 euros a los grupos Mahón 14, 15 y 16 y 5.455.768,80 euros a los grupos Barranco de Tirajana 3 y 4 y Granadilla 4 y 5.

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

ENDESA solicita el reconocimiento de 4.461.143,92 euros adicionales en concepto de coste: de alquiler, de combustible —incluidos costes de montaje, desmontaje, transporte, etc.—, de derechos de emisión de CO₂, de beneficio o margen industrial por los grupos de generación en régimen de alquiler en Baleares —en particular en la isla de Formentera (3.607.671,93 euros²¹)— en Canarias — isla de la Palma (668.670,81 euros²²)— y en la Ciudad Autónoma de Melilla (184.801,17 euros²³), que transitoriamente fueron 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 las Ordenes TED/313/2021, de 18 de marzo²⁴

²¹ Este importe se desagrega en los siguientes conceptos de costes: 1.239.074,10 euros alquiler de grupos, 1.684.073,46 euros combustible, 493.753,44 euros derechos de emisión y 190.770,93 euros beneficio o margen industrial. Adicionalmente, Endesa solicita 14 euros y 73.977,04 euros en concepto de financiación del OS e impuesto sobre el valor de la producción respectivamente, importes que han sido analizados en los apartados correspondientes de este informe, así como los 852,27 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.

²² Este importe se desagrega en los siguientes conceptos de costes: 559.549,29 euros alquiler de grupos, 73.781,66 euros combustible y 35.339,87 euros beneficio o margen industrial.

²³ Este importe se desagrega en los siguientes conceptos de costes: 174.038,04 euros alquiler de grupos, 796,85 euros combustible, 199,37 euros derechos de emisión y 9.766,91 euros beneficio o margen industrial.

²⁴ Orden TED/313/2021, de 18 de marzo, 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 de energía eléctrica en la isla de Formentera., [desde el 15 de mayo al 15 de octubre de 2021].

(Orden TED/313/2021), TED/859/2021, de 5 agosto²⁵ (Orden TED/859/2021) y TED/1181/2021, de 30 de octubre²⁶ (Orden TED/1181/2021).

El artículo 59 ('Retribución por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro) del RD 738/2015, en la nueva redacción dada por la disposición final primera del Real Decreto 446/2023, de 13 de junio²⁷ (RD 446/2023), 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. En dicha cuantía se podrá incorporar el coste financiero motivado por el retraso entre el cierre de la liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico del ejercicio en el que se aprobaron las medidas extraordinarias, de acuerdo a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y la fecha de aprobación de la liquidación definitiva de dicho ejercicio. El valor empleado para el cálculo de los costes financieros será el valor del Euríbor a un año del último día hábil del mes anterior a que se produzca la firma de la resolución incrementado en 50 puntos básicos»

Durante las tareas de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN, se les solicitaron las autorizaciones de funcionamiento de los grupos emitidas por los órganos competentes de los Gobiernos de las Islas Baleares, de las islas Canarias y de la Ciudad Autónoma de Melilla, 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, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN en concepto de alquiler de grupos electrógenos. Igualmente se comprobaron que las cantidades de consumo de combustible declaradas respecto a la producción obtenida se corresponden con rendimientos estándar en este tipo de generadores. El coste de los combustibles consumidos se valoró a los precios publicados en las Resoluciones de la DGPEM de 4 de agosto de 2021 y 24 de enero de 2023 y valores de PCI establecidos en la Resolución de la DGPEM de 6 de agosto de 2022. De otro lado, se valoró el coste de los derechos de emisión

²⁵ Orden TED/859/2021, de 5 de agosto, 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 de energía eléctrica en la Ciudad Autónoma de Melilla hasta el 31 de agosto de 2021. [desde el 8 de agosto al 31 de agosto de 2021].

²⁶ Orden TED/1181/2021, de 30 de octubre, 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 Palma. [desde el 4 de noviembre de 2021 con un máximo de un año desde la entrada en vigor]

²⁷ Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad.

partiendo de las producciones, el factor de emisión fijado en la Resolución de reconocimiento de costes definitivos 2013 y el precio de CO₂ para 2021 publicado en la Resolución de 23 de febrero de 2022.

Finalmente, y en cumplimiento de lo dispuesto en el referido artículo 59 del RD 738/2015, en la nueva redacción dada por la disposición final primera del RD 446/2023, se incorpora el coste financiero asociado a las medidas extraordinarias adoptadas en el ejercicio 2021; para el cálculo se ha considerado el Euribor a un año a fecha 30/09/2024, con un valor de 2,936 % y el periodo que media entre la fecha de cierre de la liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico del ejercicio en el que se aprobaron las medidas extraordinarias (01/12/2022) y la fecha de aprobación de las Actas de Inspección 2021 a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN (25/10/2024), sin perjuicio de que, según lo expresamente establecido en el repetido artículo 59, la DGPEM ajuste este cálculo a la fecha de aprobación de la liquidación definitiva de dicho ejercicio.

El cuadro siguiente refleja los importes propuestos por esta CNMC, junto a los solicitados por ENDESA; la diferencia se encuentra fundamentalmente en la distinta valoración del coste de los combustibles y de los derechos de emisión calculados por esta CNMC en base a los precios publicados en las correspondientes Resoluciones DGPEM de 4 de agosto de 2021, 24 de enero de 2023 y 23 de febrero de 2022, así como del coste financiero —no margen o beneficio industrial reclamado por ENDESA— reconocido a esta partida soportado en el referido artículo 59 del RD 738/2015.

Cuadro 2. Costes por alquiler de grupos de generación en 2021

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	3.543.427,47	3.607.671,93	64.244,46
CANARIAS	UNELCO	596.429,92	668.670,81	72.240,89
CEUTA & MELILLA	ENDESA	186.364,09	184.801,17	-1.562,92
TOTAL		4.326.221,48	4.461.143,92	134.922,44

2.5. De los costes debidos a mezclas de combustibles

ENDESA solicita el reconocimiento de 2.545.714,44 euros adicionales en concepto de coste por mezclas de combustibles en el funcionamiento y arranque de determinadas instalaciones de generación, dado que el OS únicamente determina el coste variable asumiendo la utilización del combustible principal atribuido a cada grupo.

Entre otras, las instalaciones que se encuentran en 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 (6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14 y 15). 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% (FO 0,73%) por exigencias de la normativa medioambiental; sin embargo, el FO 0,73% es el combustible que reconoce el Anexo XIII del RD 738/2015 para el ejercicio 2021 y el que considera el OS en sus liquidaciones. A este respecto, hace ver que, mediante Resolución de la DGPEM de 29 de septiembre de 2022, se aprobó este cambio de combustible —de FO 0,73% a gasoil 0,1% (GO 0,1%)— en los citados grupos de Punta Grande. En cuanto a los grupos diésel de los Guinchos, indica que, debido a su antigüedad, fue necesario emplear un combustible con menor porcentaje de azufre (FO 0,73% o GO 0,1%) para garantizar el cumplimiento ambiental de la central; sin embargo, el FO 1% es el combustible que reconoce el Anexo XIII del RD 738/2015 para el ejercicio 2021 y el que considera el OS en sus liquidaciones. A este respecto, hace ver que, mediante Resoluciones de la DGPEM de 29 de septiembre y 10 de octubre de 2022, se aprobaron los cambios de combustible principal de FO 1% a FO 0,73% y de FO 1% a GO 0,1% para los grupos Los Guinchos 12, 13, 14, 16 y 17 y para los grupos Los Guinchos 6, 7, 8, 9 y 10, respectivamente.

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).»*

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.»* De acuerdo con lo anterior, 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.

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 29 de abril de 2022 que ENDESA adjunta a dicha solicitud; en consecuencia, la inspección procedió a calcular nuevas mezclas de combustible para los arranques de estas instalaciones.
- 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 GO 0,1% en lugar de FO 0,73% durante 2021 con objeto de cumplir las exigencias que establece su Autorización Ambiental Integrada (AAI). Sin embargo, el OS ha empleado en sus liquidaciones el FO 0,73% dado que es el combustible reconocido por el Anexo XIII del RD 738/2015 para dicho ejercicio. Con fecha 29 de septiembre de 2022, la DGPEM emitió resolución por la que aprobaba, entre otros, el cambio de combustible principal de los precitados grupos de FO 0,73% a GO 0,1%. Los informes de inspección consideran que este cambio no aplicaría a la energía generada antes de la fecha de la precitada resolución —la cual no especifica que tenga carácter retroactivo—; en consecuencia, no procede reconocer retribución adicional por este concepto a estos grupos en el ejercicio 2021.
- iii. En cuanto a los grupos diésel de Los Guinchos, los informes de inspección a UNELCO confirman que estos grupos han consumido FO 0,73% o GO 0,1% en lugar de FO 1% durante 2021 con objeto de cumplir las exigencias que establece su Autorización Ambiental Integrada (AAI). Sin embargo, el OS ha empleado en sus liquidaciones el FO 1% dado que es el combustible reconocido por el Anexo XIII del RD 738/2015 para dicho ejercicio. Con fechas 29 de septiembre y 10 de octubre de 2022, la DGPEM emitió resoluciones por las que se aprobó, entre otros aspectos, el cambio de combustible principal de los grupos Los Guinchos 12, 13, 14, 16 y 17 y Los Guinchos 6, 7, 8, 9 y 10 de FO 1% a FO 0,73% y de FO 1% a GO 0,1%, respectivamente. Los informes de inspección señalan que estos cambios no aplicarían a la energía generada antes de las fechas de publicación de las precitadas resoluciones —las cuales no especifican que tengan carácter retroactivo—; en consecuencia, no procede reconocer retribución adicional por este concepto a estos grupos en el ejercicio 2021.

Cuadro 3. Costes por mezclas de combustibles 2021

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	108.515,47	414.695,73	306.180,26
CANARIAS	UNELCO	389.383,48	2.066.549,43	1.677.165,96
CEUTA & MELILLA	ENDESA	45.733,31	64.469,28	18.735,97
TOTAL		543.632,26	2.545.714,44	2.002.082,18

2.6. De los costes debidos a nuevas inversiones

ENDESA solicita el reconocimiento de 72.677.750,94 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes, los cuales se desglosan por sistemas: 17.355.429,02 euros correspondientes a Baleares, 44.726.757,80 euros a Canarias y 10.595.564,12 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

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 19²⁸.*»

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.*»

²⁸ 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.*»

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.

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)}²⁹, de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.c.»*

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

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

²⁹ 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.»*

la entrada del RD 738/2015 está condicionado al otorgamiento, por parte de la DGPEM de resolución favorable de compatibilidad.

En consecuencia, y en tanto las nuevas inversiones sobre grupos existentes —hayan finalizado o no su vida útil regulatoria— no dispongan de las autorizaciones pertinentes de acuerdo con la normativa de aplicación (en particular, de la resolución de compatibilidad) no corresponde a esta Comisión reconocer coste adicional alguno a ENDESA por este concepto.

2.7. De los costes debidos a peajes de acceso a las redes

ENDESA solicita el reconocimiento de 339.168,45 euros adicionales en concepto de coste por el pago del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por las compras de energía para sus centrales, los cuales se desglosan por sistemas: 220.946,57 euros correspondientes a Baleares, 116.919,95 euros a Canarias y 1.301,93 euros a las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.

La disposición adicional tercera del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre³⁰ (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.*»

De otro lado, los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por peajes de acceso a las redes 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.

Adicionalmente, 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 acceso a las redes de transporte y distribución, 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

³⁰ 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.

sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

La Circular 3/2020, de 15 de enero³¹, de la CNMC eliminó, a partir del 25 de enero de 2020, el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad aplicable a los productores de energía eléctrica por la energía neta vertida a la red; no obstante lo anterior, y de acuerdo con la normativa vigente, los referidos productores tienen que satisfacer los peajes de acceso a dichas redes por los consumos propios de sus centrales, siempre que utilicen dichas redes.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN determinan un importe de 339.168,45 euros en concepto de retribución por el coste de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a las compras de energía para las centrales en 2021, coincidente con el solicitado por la empresa; las liquidaciones definitivas del ejercicio 2021 realizadas por el OS no lo recogen —por estar ligado al consumo (y no a la producción) de los grupos generadores—, en consecuencia, procede reconocer este coste adicional por este concepto a ENDESA.

Cuadro 4. Costes por peajes de acceso a las redes 2021

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	220.946,57	220.946,57	0,00
CANARIAS	UNELCO	116.919,95	116.919,95	0,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	1.301,93	1.301,93	0,00
TOTAL		339.168,45	339.168,45	0,00

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

El artículo 31.2 del RD 738/2015, en su redacción original, 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

³¹ Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

no incrementar, la retribución por combustible; en su caso, la reducción equivale al 50% de la diferencia observada respecto al coste de adquisición acreditado.

El artículo 72.3 del RD 738/2015, en su redacción original, 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 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— hasta el 31 de diciembre de 2022 —fecha a partir del cual ha sido suprimido por la disposición final primera del Real Decreto 446/2023, de 13 de junio³²—.

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 2022, resultaría un importe total en concepto de factor de corrección por factura de combustible de -29.442.354,35 euros, de los cuales -21.014.390,14 euros corresponderían a los grupos de Baleares, -7.206.314,82 euros a los grupos de Canarias y -1.221.649,39 euros a los grupos de las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

En el cálculo del referido importe se han tenido en cuenta, entre otros aspectos:

- a. Las facturas de aprovisionamiento de combustibles correspondientes al ejercicio 2021. Las centrales disponen de cierta capacidad de almacenamiento, de modo que combustible facturado en 2020 podría haber sido consumido en 2021 (recíprocamente, combustible facturado en 2021 podría haber sido consumido en 2022). Para la elaboración de este informe se ha seguido el criterio de considerar únicamente las facturas cuya fecha corresponda al ejercicio 2021.
- b. En el caso de los grupos diésel de Los Guinchos, las facturas de FO 0,7%. Aun no estando reconocida la retribución de este combustible para el ejercicio 2021, ENDESA se ve obligada a emplear un fuel oil con un menor contenido de azufre para cumplir con las exigencias medioambientales vigentes; a los

³² Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad.

efectos del cómputo del factor de corrección, estas facturas han sido consideradas.

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

ENDESA solicita el reconocimiento de 12.613.101,98 euros³³ 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 y 36, así como en el apartado 3.e) del artículo 72³⁴ del RD 738/2015. Dicho importe es la suma de 12.883.230,99 euros correspondientes al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE)³⁵ para los meses enero a junio de 2021 calculado de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 2³⁶ de los Reales Decretos-leyes 12/2021 (RD-ley 12/2021), de 24 de junio³⁷ y 17/2021, de 14 de septiembre³⁸ (RD-ley 17/2021), respectivamente y un ajuste por valor de -270.129,01 euros correspondiente al impuesto especial sobre el carbón exclusivamente en Baleares.

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 Real Decreto-ley

³³ Esta cuantía fue estimada por ENDESA en su escrito de solicitud de fecha 31 de marzo de 2023 con base a los costes que presentaba en el mismo. Le corresponden 3.789.002,39 euros en Baleares, 8.043.849,09 euros en Canarias y 780.250,50 euros en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

³⁴ 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) [...]».

³⁵ La Ley 15/2012 creó —entre otros— el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (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%) a aplicar a los ingresos totales obtenidos por cada una de las instalaciones de producción eléctrica.

³⁶ Los artículos 2 de los RD-ley 12/2021 y 17/2021 establecieron para el ejercicio 2021 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 período impositivo minorada en las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante los trimestres naturales tercero y cuarto »

³⁷ Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua.

³⁸ Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad.

15/2018, de 5 de octubre³⁹ (RDL15/2018) introdujo la exención del mismo a partir de octubre⁴⁰ de 2018, ENDESA señala, en su solicitud, 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 un ajuste del importe correspondiente a todas las liquidaciones tributarias del repetido impuesto imputadas en el ejercicio económico 2021 por los combustibles consumidos en dicho ejercicio.

Los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por tributos derivados de la Ley 15/2012 como uno 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.

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 '*Otros costes operativos*'—entre otros el impuesto sobre el valor de producción— definidos en el precitado artículo 36 del 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 (Ley 38/1992).

De conformidad con los artículos 3 y 76 de 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.

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') del RDL

³⁹ Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

⁴⁰ 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, se indica que las solicitudes de exención fueron presentadas el 8 de octubre de 2018 (la referida norma entró en vigor el día 7).

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.

En el caso de GESA, el informe de inspección señala que el impuesto especial sobre hidrocarburos no se debe 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, confirma que las liquidaciones definitivas del ejercicio 2021 efectuadas por el OS recogen el valor de la retribución por costes debidos a este impuesto y, en consecuencia, no procede devolución alguna por este concepto por parte de ENDESA.

En cuanto al IVPEE, el OS incluyó su mejor estimación de este concepto, como un coste reconocido más, en las liquidaciones efectuadas para el periodo de enero a junio de 2021, por un importe total de 62.171.754,36 euros (17.957.453,17 euros correspondientes a Baleares, 40.961.195,85 euros correspondientes a Canarias y 3.253.105,34 euros correspondientes a las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla). Dado que los ingresos obtenidos por la venta de energía constituyen la base imponible del IVPEE, y dichos ingresos dependen a su vez de los costes reconocidos, algunos de los cuales este informe propone modificar respecto a los previamente liquidados, se ha procedido así:

El importe a retribuir por este concepto se ha calculado sobre sobre la cifra de ingresos a cuenta de los meses de enero a junio de 2021 que se corresponde con los costes cuyo reconocimiento se propone, partiendo de los costes de generación de liquidación calculados por el OS (sin incluir el IVPEE), a los que se han añadido los costes adicionales recogidos para esos meses en el presente informe. Además, y dado que los ingresos por reconocimiento de costes definitivos deberán tributar nuevamente (se trata de un impuesto *ad valorem*) el importe a reconocer se calcula mediante su elevación a íntegro: $7\% / (1-7\%) \sim 7,527\%$.

Posteriormente, se ha comparado este importe con la citada estimación realizada por el OS para el periodo enero a junio de 2021; el cálculo practicado por esta Comisión resulta en una cifra total inferior, por lo que procede la devolución de -388.252,18 euros por parte de ENDESA en concepto de costes por abono del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica para el ejercicio 2021, correspondiendo -375.916,37 euros a Baleares, 30.366,80 euros a Canarias y -42.702,61 euros a las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla.

Finalmente, se hace notar que la precitada cuantía (-388.252,18 euros) no es coincidente con el importe de 542.790,48 euros⁴¹ que figura en los informes de

⁴¹ 254.798,49 euros correspondientes a Baleares, 286.491,13 euros a Canarias y 1.500,86 euros a Ceuta y Melilla.

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.

2.10. Del coste financiero debido al retraso en la liquidación de costes

ENDESA solicita el reconocimiento de 38.690.608,56 euros⁴² adicionales en concepto de coste financiero por el retraso temporal en el cobro del importe que se establezca en la correspondiente resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de producción del ejercicio 2021, los cuales se desglosan por sistemas: 15.988.994,54 euros correspondientes a Baleares, 20.942.964,78 euros a Canarias y 1.758.649,23 a las Ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN señalan que el reconocimiento de un coste financiero por el retraso temporal en la liquidación de los costes asociados a las instalaciones de generación de los TNP no tiene cabida en el proceso de inspección, al no estar expresamente considerado este concepto —tampoco un límite temporal para su reconocimiento—, en las dos normas (RD 738/2015 y RD 680/2014) que regulan el procedimiento de liquidación de estas plantas; en consecuencia, no procede reconocer un coste adicional a ENDESA por este concepto.

2.11. De los costes totales de generación de ENDESA en los TNP en 2021

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 2.059.544 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, 12.066 miles de euros menos de lo determinado por el OS (2.071.610 miles de euros), según se resume en la siguiente tabla.

⁴² Según la empresa, este importe se ha calculado considerando por cada año un tipo de interés equivalente al Euribor a 1 año, incrementado en 50 puntos básicos, y por el periodo que media entre el 1 de enero del año n+1 (2022) y su efectiva liquidación tras la resolución de costes definitivos del citado año n, que se estima a 31 de diciembre de 2024.

Cuadro 5. Costes totales de generación en los TNP para el cierre de 2021

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Costes fijos	200.256.103,15	193.665.393,71	29.477.793,88	423.399.290,74
Costes variables	510.272.754,77	1.072.906.603,46	65.031.818,43	1.648.211.176,66
Costes de generación OS	710.528.857,92	1.266.571.997,17	94.509.612,31	2.071.610.467,40
Coste de inversión pendientes (Ibiza 25 y 26 y Punta Grande 19)	3.000.322,00	1.852.673,00	----	4.852.995,00
Coste de grupos con inversión de adaptación ambiental	2.246.601,78	5.455.768,80	----	7.702.370,58
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler)	3.543.427,47	596.429,92	186.364,09	4.326.221,48
Coste por mezclas de combustible (Arranque y Funcionamiento)	108.515,47	389.383,48	45.733,31	543.632,26
Coste por nuevas inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Coste por peajes de acceso a las redes	220.946,57	116.919,95	1.301,93	339.168,45
Coste por financiación del OS	0,00	0,00	0,00	0,00
Factor de corrección por factura de combustible	-21.014.390,14	-7.206.314,82	-1.221.649,39	-29.442.354,35
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012	-375.916,37	30.366,80	-42.702,61	-388.252,18
Impuesto especial combustible	0,00	----	----	0,00
Ajuste Impuesto valor de la producción respecto al liquidado por el OS	-375.916,37	30.366,80	-42.702,61	-388.252,18
Costes adicionales al cálculo OS	-12.270.493,22	1.235.227,13	-1.030.952,67	-12.066.218,76
COSTES TOTALES a reconocer	698.258.364,70	1.267.807.224,30	93.478.659,64	2.059.544.248,64

* De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, los costes de generación determinados por el OS incluyen 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

ENDESA declara haber percibido 1.462.122.170,27 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 2021, los cuales se desglosan por sistemas: 568.879.575,97 euros correspondientes a Baleares, 844.604.518,91 euros a Canarias y 48.638.075,39 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Conforme a la información remitida a la CNMC por el OS, el importe final de este concepto según las últimas liquidaciones definitivas resulta ser de 1.462.298.451,79 euros, los cuales se desglosan por sistemas en 568.968.163,74 euros correspondientes a Baleares, 844.686.540,25 euros a Canarias y 48.643.747,80 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Por tanto, la diferencia entre la cantidad total declarada por ENDESA y la liquidada por el OS es 176.281,52 euros, según indica el siguiente cuadro:

Cuadro 62. Ingresos por ventas de energía al PMP de 2021

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	568.879.575,97	844.604.518,91	48.638.075,39	1.462.122.170,27
CNMC	568.968.163,74	844.686.540,25	48.643.747,80	1.462.298.451,79
CNMC - ENDESA	88.587,77	82.021,34	5.672,41	176.281,52

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

ENDESA declara haber percibido 190.574.199,40 euros en concepto de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico por su producción en los TNP en el ejercicio 2021, los cuales se desglosan por sistemas en 9.215.152,65 euros correspondientes a Baleares, 161.331.775,70 euros a Canarias y 20.027.271,05 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció idéntica cantidad de 190.574.199,40 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan por sistemas en 9.215.152,65 euros

correspondientes a Baleares, 161.331.775,70 euros a Canarias y 20.027.271,05 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

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

Cuadro 7. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo del sistema, 2021

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	9.215.152,65	161.331.775,70	20.027.271,05	190.574.199,40
CNMC	9.215.152,65	161.331.775,70	20.027.271,05	190.574.199,40
CNMC - ENDESA	0,00	0,00	0,00	0,00

3.3. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2021

ENDESA declara haber percibido 190.574.199,40 euros en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2021 por su producción en los TNP en dicho ejercicio, los cuales se desglosan por sistemas en 9.215.152,65 euros correspondientes a Baleares, 161.331.775,70 euros a Canarias y 20.027.271,05 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció la cantidad de 304.656.007,80 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan por sistemas en 70.780.347,09 euros correspondientes a Baleares, 210.942.728,46 euros a Canarias y 22.932.932,25 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. La antedicha cantidad incorpora excepcionalmente los recálculos remitidos por el OS con fechas 18 y 19 de abril de 2023 que dan lugar al cierre definitivo del ejercicio 2021 a la Liquidación Provisional nº 15 de 2021 de las aportaciones presupuestarias — aprobada por la SSR de la CNMC en su Consejo de fecha 24 de noviembre de 2022—, todo ello con objeto de contemplar los elevados precios definitivos de los combustibles líquidos para el segundo semestre de 2021 debido a que fueron publicados con posterioridad.

Por tanto, existe una diferencia de 114.081.808,40 euros entre la cantidad total declarada por ENDESA y la liquidada por la CNMC, según indica el siguiente cuadro.

Cuadro 8. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE, 2021

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	9.215.152,65	161.331.775,70	20.027.271,05	190.574.199,40
CNMC	70.780.347,09	210.942.728,46	22.932.932,25	304.656.007,80
CNMC - ENDESA	61.565.194,44	49.610.952,76	2.905.661,20	114.081.808,40

3.4. De los ingresos totales de generación de ENDESA en los TNP en 2021

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP en el año 2021 alcanzan un total de 1.957.528.658,99 euros 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 9. Ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2021

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Ingresos del despacho de generación del OS	568.968.163,74	844.686.540,25	48.643.747,80	1.462.298.451,79
Ingresos liquidaciones actividades reguladas	9.215.152,65	161.331.775,70	20.027.271,05	190.574.199,40
Ingresos Liquidaciones PGE	70.780.347,09	210.942.728,46	22.932.932,25	304.656.007,80
INGRESOS TOTALES percibidos	648.963.663,48	1.216.961.044,41	91.603.951,10	1.957.528.658,99

4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA

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 2021, 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 102.015 miles de euros a ingresar a ENDESA, cantidad inferior en 279.548 miles de euros a la solicitada por dicha compañía (sin tener en cuenta los intereses financieros por retraso en el pago de las liquidaciones).

Cuadro 10. Costes e ingresos de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2021

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
COSTES TOTALES a reconocer	698.258.364,70	1.267.807.224,30	93.478.659,64	2.059.544.248,64
INGRESOS TOTALES percibidos	648.963.663,48	1.216.961.044,41	91.603.951,10	1.957.528.658,99
CUANTÍA PENDIENTE DE COBRO	49.294.701,22	50.846.179,89	1.874.708,54	102.015.589,65

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

5. ACUERDA

Único. – Proponer la cuantía de 102.015.589,65 euros de retribución adicional pendiente de liquidar a las instalaciones de generación titularidad de ENDESA en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2011, obtenido como la diferencia entre los costes totales de generación a reconocer (2.059.544.248,64 euros) y los ingresos totales liquidados (1.957.528.658,99 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
2021.**

(CONFIDENCIAL)