

### III. OTRAS DISPOSICIONES

## MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

**16981** *Resolución de 4 de octubre de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares para los grupos titularidad del grupo Endesa correspondiente al ejercicio 2017.*

I

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, dispone en su artículo 10 que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares podrán ser objeto de una reglamentación singular debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado, así como de su reducido tamaño.

Así, en lo que se refiere a la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en estos sistemas, la citada ley 24/2013, de 26 de diciembre establece, entre otras particularidades, la posibilidad de exención del sistema de ofertas hasta que dichos sistemas estén efectivamente integrados con el sistema peninsular, si bien podrán recibir una retribución por venta de energía equivalente al precio marginal para cada periodo de programación y la percepción de una eventual retribución adicional o específica, a determinar por el Gobierno, la última aplicable si la actividad se desarrolla a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia o residuos.

Las singularidades previstas por la citada Ley del Sector Eléctrico en estos territorios fueron desarrolladas por el 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.

En relación con la financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, la disposición adicional decimoquinta de la meritada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que, desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Este crédito presupuestario debe incluir la estimación de los extracostes a financiar del ejercicio, así como, en su caso, el saldo resultante de la liquidación definitiva de la compensación presupuestaria correspondiente a ejercicios anteriores. Para ello en la citada disposición adicional se establece la obligación de que reglamentariamente, con la participación de la Intervención General de la Administración del Estado, se determine un mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación de las mismas.

El Real Decreto 680/2014, de 1 de 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, desarrolla este mecanismo.

En relación con el procedimiento de liquidación, está establecido en el artículo 72 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. De acuerdo al mismo, el operador del sistema realiza la liquidación de la energía en cada uno de los despachos de producción de los

territorios no peninsulares para las instalaciones generadoras allí ubicadas. Adicionalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia realiza liquidaciones provisionales con carácter mensual a partir de los cálculos de costes de generación de las instalaciones, de los ingresos percibidos en los despachos, de las previsiones de la orden de peajes correspondiente, así como la cuantía consignada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, aprobándose la cuantía definitiva anual por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Asimismo, el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, establece que para proceder a la aprobación de la liquidación definitiva del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares se requerirá resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. El procedimiento a seguir para dictar la citada resolución será el siguiente:

- a) El operador del sistema llevará a cabo las liquidaciones del despacho de producción con medidas definitivas.
- b) El órgano encargado de las liquidaciones elaborará una memoria con la propuesta de liquidación definitiva que será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas.
- c) La Dirección General de Política Energética y Minas, sobre la base de lo anterior, elaborará una propuesta de resolución y la remitirá junto con el expediente completo a la Oficina Nacional de Auditoría de la Intervención General de la Administración del Estado.
- d) Una vez informado de forma favorable por la Intervención General, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará la resolución por la que se apruebe la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En relación con la determinación de las cuantías a reconocer, el título IV del antedicho Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece la metodología de la retribución por costes fijos y costes variables para las instalaciones que tengan otorgado régimen retributivo adicional.

Así, los costes de generación de liquidación reconocidos a los generadores con este régimen retributivo están compuestos por las siguientes partidas:

- a) La retribución por costes fijos que incluye tanto la retribución por inversión como por operación y mantenimiento fijo.
- b) La retribución por costes variables que comprende los siguientes conceptos:
  - Retribución por combustible, que está compuesta por la retribución por los costes variables de funcionamiento, retribución por costes de arranque asociados al combustible, la retribución por costes de banda de regulación, y factor de corrección por factura de combustible,
  - Retribución por costes variables no asociados al combustible, que incluye la retribución por costes variables de operación y mantenimiento de funcionamiento, la retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque y otros costes operativos de la central.
  - Retribución por costes de los derechos de emisión.

En la determinación del precio de combustible a efectos de liquidación es de aplicación la disposición transitoria tercera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, tanto en la determinación del precio del producto, del coste de logística, como en la determinación del precio de combustible gas natural de acuerdo al método establecido en el 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.

Asimismo, la disposición transitoria tercera establece que, adicionalmente, el precio del combustible incluirá, en su caso, los costes derivados de la aplicación del impuesto

especial sobre el carbón y del impuesto sobre hidrocarburos definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

Por otro lado, la disposición transitoria segunda del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio establece que en tanto no se autoricen las mezclas de combustible habitual por la Dirección General de Política Energética y Minas, el despacho de las instalaciones de producción categoría A, se realizará teniendo en cuenta el combustible principal del grupo, y en la liquidación de estos grupos se reconocerá en la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación la mezcla de combustible utilizada, previa inspección.

En relación con la retribución por otros costes operativos que incluye los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica resultantes de la aplicación de la normativa en vigor, los pagos para la financiación del operador del sistema y, en su caso, del mercado y del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que serán reconocidos, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, en la resolución del Director General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación.

De conformidad con dichas disposiciones se determina la retribución de las centrales con régimen retributivo adicional para el año 2017.

Por otro lado, el artículo 59 del precitado real decreto establece que, en aquellos casos en los que el operador del sistema ponga de manifiesto riesgos de cobertura de la demanda en el corto plazo, la comunidad o ciudad autónoma afectada deberá solicitar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en virtud de lo establecido en el artículo 7.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el reconocimiento de las repercusiones económicas para la adopción de las medidas que vaya a adoptar para la garantía del suministro, con carácter previo a su adopción. El coste asociado a estas medidas se integrará como extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En virtud de lo anterior, el 12 de mayo de 2017 se publicó en el BOE la Orden ETU/413/2017, de 4 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en la isla de Formentera.

## II

En cumplimiento de la normativa anteriormente expuesta, con fecha 8 de febrero de 2019, Endesa, SA, remitió a la Dirección General de Política Energética y Minas escrito solicitando el reconocimiento de las cuantías definitivas de 2017 de los costes de las instalaciones de generación titularidad de las empresas del grupo Endesa SA en los territorios no peninsulares.

En el citado escrito, Endesa, SA, en adelante Endesa y en representación de los titulares de los grupos, solicita partidas de coste adicionales a las cuantías reconocidas por el operador del sistema en las liquidaciones del despacho de producción llevadas a cabo en esa fecha. Estas partidas se cuantifican a partir de las liquidaciones realizadas por el operador del sistema, por lo que Endesa señala que, si se producen reliquidaciones de las anteriores, las partidas adicionales solicitadas también deberían ser nuevamente cuantificadas.

Los costes adicionales a añadir a los calculados por el operador del sistema y solicitados por Endesa son los siguientes:

- Costes fijos de grupos pendientes de la resolución de parámetros.
- Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad.
- Coste de medidas extraordinarias.
- Coste de mezclas de combustibles.

- Costes de arranque.
- Coste de peajes de generación.
- Coste de financiación del operador del sistema.
- Coste de nuevas inversiones.
- Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012.

Esta solicitud fue remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 4 de abril de 2019.

Con fecha 8 de julio de 2020, en cumplimiento de lo previsto en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y teniendo en cuenta lo establecido en la disposición adicional segunda y en la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Comisión emitió órdenes de inspección a GESA, UNELCO y Endesa Generación, SA. La Comisión ha realizado las inspecciones de los despachos de los sistemas eléctricos aislados gestionados por el operador del sistema para realizar las comprobaciones necesarias de las partidas de costes de los grupos con régimen retributivo adicional no recogidas por el operador del sistema en sus liquidaciones y que han sido solicitadas por Endesa.

Por último, con fecha 10 de junio de 2021 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha aprobado el «Informe sobre reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de ENDESA, SA correspondientes al ejercicio 2017» (INF/DE/093/18), remitiéndolo a la Dirección General de Política Energética y Minas.

### III

Para realizar su propuesta de costes de generación de liquidación reconocidos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha partido de la base de los cálculos realizados por el operador del sistema en estos territorios no peninsulares, en aplicación estricta del funcionamiento de las centrales en 2017, aplicando los parámetros fijados en el citado real decreto 738/2015, de 31 de julio, y las actualizaciones correspondientes aprobadas por resolución. El importe total de los costes para las centrales titularidad del grupo Endesa correspondientes a las liquidaciones del despacho de producción realizadas por el operador del sistema asciende a 1.720.513.028,85 euros.

Adicionalmente, en su propuesta la Comisión realiza una valoración de los costes que solicita Endesa, a fin de determinar si procede o no su reconocimiento.

La valoración que realiza la Comisión sobre los costes de generación a reconocer a las centrales titularidad del grupo Endesa es la siguiente:

Costes fijos de grupos pendientes de la resolución de parámetros.

La Comisión indica que procede el reconocimiento de 1.522.000,00 euros, frente a los 1.588.849,08 euros solicitados, en concepto de retribución por costes de inversión de la instalación Ibiza 24, Turbina de gas N.º 6B (RO2-0208). Esta instalación cuenta con todas las autorizaciones pertinentes, ha sido despachada por motivos de seguridad y garantía de suministro por el operador del sistema durante 2017, si bien sus costes fijos no fueron liquidados por dicho operador al publicarse el valor reconocido de la inversión y sus parámetros con posterioridad a las liquidaciones correspondientes a dicho ejercicio.

Estos valores se aprobaron mediante Resolución de 5 de junio de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el valor reconocido de inversión, la vida útil regulatoria y los valores de la anualidad de la retribución por inversión para los años del 2014 al 2019 del grupo de generación de Ibiza 24 (RO2-0208) perteneciente al sistema eléctrico no peninsular de Baleares, siendo

la cuantía propuesta por la Comisión la aprobada como retribución por inversión en la citada resolución para el ejercicio 2017.

Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad.

Endesa solicita el reconocimiento de 15.295.153,80 euros adicionales en concepto de coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad que han sido despachados por el operador del sistema para cubrir la demanda del sistema durante el ejercicio 2017. En concreto, se encontraban en esta situación las turbinas de Gas Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19, pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias, respectivamente.

El informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia concluía que, de acuerdo a la normativa de aplicación y a la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 22 de octubre de 2020, por la que se otorga resolución favorable de compatibilidad y régimen retributivo adicional a los grupos Ibiza 25 (RO2-0209), Ibiza 26 (RO2-0210) y Punta Grande 19 (RO2-0212), ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se debe reconocer las cuantías pendientes de retribución en las que han incurrido los anteriores grupos, siendo necesario que el operador del sistema proceda a su cuantificación.

Coste de medidas extraordinarias.

De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria séptima.5 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propone aprobar, una vez inspeccionadas las cuantías, la retribución por la instalación de potencia como consecuencia de la necesidad de adoptar medidas de carácter temporal y extraordinario, aconsejadas por razones de seguridad de suministro que asciende a 2.685.904,26 euros por los costes en los que han incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación. La diferencia con la cuantía solicitada por Endesa se debe al no reconocimiento del beneficio industrial solicitado, así como a pequeñas diferencias en el cálculo del consumo de combustible efectuado por estos grupos por su operación.

Coste de mezclas de combustibles.

Endesa solicita el reconocimiento de 10.329.662,65 euros adicionales en concepto de coste de mezclas de combustible en el funcionamiento y arranque de determinadas instalaciones de generación, en virtud de lo establecido en la disposición transitoria segunda.1 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio:

«En tanto no se autoricen las mezclas de combustible habitual por la Dirección General de Política Energética y Minas, 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 Dirección General de Política Energética y Minas 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).»

La Comisión propone que se reconozcan 9.008.710,69 euros por este concepto, tras calcular durante las inspecciones nuevos costes por mezclas de combustible a partir de las proporciones de consumos habidas en las auditorías presentadas por Endesa, en aquellos casos en los que no eran coherentes con las proporciones solicitadas por el titular.



Asimismo, no se ha reconocido el coste por el consumo de gasoil en lugar de fueloil 0,73% en los grupos de Punta Grande 2, 3 y 7 en tanto no haya normativa vigente que permita el reconocimiento de este combustible.

Costes debidos a arranques.

Endesa solicita el reconocimiento de 2.178.902,58 euros adicionales en concepto de costes de arranques debidos a diferentes situaciones.

En relación con la solicitud de Endesa del reconocimiento de costes en concepto de arranques para pruebas, los informes de inspección a GESA y UNELCO recogen lo que sobre este particular se menciona en la Resolución de 30 de junio de 2017, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondientes al ejercicio 2014 para los grupos titularidad del grupo Endesa, en la que se señala que «no deben ser retribuidos aquellos arranques que se han llevado a cabo a solicitud del titular de la instalación de producción para la ejecución de pruebas de diversa índole y, por tanto, ajenos al proceso de optimización de costes de la generación del despacho económico, excluyendo no obstante de entre estas pruebas las que vengan derivadas del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa estatal, esto es, las pruebas de las «100 horas», las pruebas oficiales de rendimiento de grupos, las pruebas ejecutadas como consecuencia de la consideración de un grupo como de «funcionamiento reducido» u otras que pueda establecer explícitamente la normativa estatal».

En este sentido, en las liquidaciones del operador del sistema se han considerado las anteriores pruebas, así como las derivadas del cumplimiento con el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, no procediendo el reconocimiento de costes de arranque de grupos adicionales.

Por otra parte, Endesa solicita el reconocimiento de costes por arranque de los ciclos combinados, por una cuantía de 1.869.021,34 euros, dentro de los 2.178.902,58 euros solicitados por costes de arranque, ya que, a su juicio, existe un error en la rutina de cálculo de este coste que emplea el operador del sistema para los ciclos combinados.

Sin embargo, el informe de la Comisión señala que no resultaría procedente el reconocimiento de ninguna cantidad por este concepto.

Coste de peajes de generación.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propone que se reconozcan 6.536.255,77 euros por este concepto, cuantía ligeramente inferior a lo solicitado por Endesa.

Coste de financiación del operador del sistema.

En relación al coste de financiación del operador del sistema, la Comisión recoge en su propuesta una cuantía de 1.667.346,59 euros por este concepto, ligeramente inferior a lo solicitado por Endesa, 1.747.608,00 euros, debido a la última información proporcionada por el operador del sistema tras la finalización de los informes de inspección donde señalaba que procedería descontar un importe de 80.261,41 euros que corresponderían al ejercicio 2016 a pesar de haber sido facturado en febrero de 2017.

Coste de nuevas inversiones.

Por su parte, Endesa solicita el reconocimiento de 36.071.828,00 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes.

La Ley 17/2013, de 29 de octubre, establece en su artículo 2 que para tener derecho al régimen retributivo adicional 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 Dirección General de Política Energética y Minas. No se podrá otorgar la resolución establecida en dicho artículo en tanto no exista un marco económico vigente para las nuevas instalaciones o para las renovaciones de las existentes.

El artículo 19 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, basándose en el artículo 2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre 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».

Asimismo, en el precitado real decreto 738/2015 se establece el procedimiento de otorgamiento del régimen retributivo adicional para estas nuevas inversiones que, de acuerdo con lo establecido en la Ley 17/2013, 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.

Por otro lado, y en relación con los grupos que con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio hayan alcanzado la vida útil y hayan continuado en operación, el punto 4 de la disposición transitoria séptima del repetido Real Decreto 738/2015, de 31 de julio establece que la retribución por costes fijos de estos grupos podrá ser incrementada, en su caso, por las nuevas inversiones que se reconozcan en la resolución de la primera convocatoria del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares.

Por lo tanto, de acuerdo con la normativa citada, el reconocimiento de nuevas inversiones sobre grupos existentes, hayan finalizado su vida útil regulatoria o no, está condicionado a percibir previamente la resolución favorable de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas. Teniendo en cuenta que las nuevas inversiones que Endesa solicita sobre grupos existentes no disponen de resolución favorable de compatibilidad, la Comisión indica que no procede reconocer coste adicional alguno por nuevas inversiones sobre grupos existentes.

#### Aplicación del factor de corrección por factura de combustible.

Dentro de la retribución por combustible definida en el artículo 31 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se incorpora como uno de los componentes el factor de corrección por factura de combustible que, en aquellos casos en los que el coste de adquisición de combustible de un grupo sea inferior a la retribución por combustible de dicho grupo, se reduciría la retribución del mismo en la semidiferencia entre estas dos cantidades.

La propuesta de la Comisión incluye en concepto de factor de corrección por factura de combustible las cuantías de -1.629.740,01 euros en los grupos de Baleares, -5.774.955,44 euros en los grupos de Canarias, y -3.188.750,99 euros en los grupos de Ceuta y Melilla, de acuerdo a la Resolución de 17 de julio de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la metodología de reparto del coste de adquisición de combustible de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares para definir el factor de corrección por factura de combustible.

#### Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012.

Finalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propone que se reconozcan 162.842.756,97 euros en concepto de costes derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, dentro de los que se incluye la cantidad de 30.247.878,00 euros correspondientes a impuestos especiales sobre combustibles tal y como solicitaba Endesa, encontrándose por tanto las diferencias en la cuantía total en la parte correspondiente al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, 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.

No obstante, es preciso que el importe reconocido en esta resolución de costes definitivos calcule directamente la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y el impuesto total a reconocer. De modo que Endesa pueda proceder a realizar el pago del impuesto y una vez acreditado se pueda proceder a su reconocimiento tal y como expresamente establece el artículo 36 del citado Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

A modo de resumen, la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia de costes totales de generación a reconocer a los titulares de las centrales, pertenecientes al grupo Endesa, para el ejercicio 2017, es la siguiente:

Propuesta de la CNMC	Total (euros)
Costes de generación OS.	1.720.513.028,85
Costes fijos de grupos pendientes reconocimiento parámetros (Ibiza 24).	1.552.000,00
Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad (Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19).	0,00
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler).	2.685.904,26
Coste por mezclas de combustibles.	9.008.710,69
Coste por arranques (pruebas, O&M CCGT, etc).	0,00
Coste por peajes de generación.	6.536.255,77
Coste por financiación del OS.	1.667.346,59
Coste por nuevas inversiones.	0,00
Factor de corrección por factura de combustible.	-10.593.446,44
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012.	162.842.756,96
Impuestos especiales combustible.	30.247.878,00
Impuesto sobre el valor de la producción.	132.594.878,96
Costes adicionales al cálculo del OS.	173.699.527,83
Costes totales a reconocer.	1.894.212.556,68

Adicionalmente a lo anterior, el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recoge los ingresos netos obtenidos provisionalmente por los grupos generadores pertenecientes al grupo Endesa, que provienen de:

a) Las liquidaciones definitivas del despacho de producción realizadas por el operador del sistema a partir de los ingresos obtenidos en el despacho de producción procedentes de la demanda. Conforme a la información remitida por el operador del sistema, el importe final de este concepto según la liquidación definitiva resulta ser de 718.344.224,20 euros.

b) La compensación extrapeninsular de las liquidaciones de las actividades reguladas determinadas conforme, con lo dispuesto en el régimen anterior al Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. La Comisión, como órgano encargado de la liquidación, reconoció 462.578.215,72 euros, de extracoste por este concepto al grupo Endesa.



c) La compensación extrapeninsular a cargo de Presupuestos Generales del Estado (PGE). Endesa ha percibido 462.578.215,72 euros en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2017 por su producción en los territorios no peninsulares en dicho ejercicio.

De acuerdo a todo lo anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propone en su informe INF/DE/093/18 una compensación pendiente de liquidar a las instalaciones titularidad de Endesa correspondiente al año 2017 de 250.711.901,05 euros.

#### IV

Una vez analizada la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como la información adicional disponible, y las alegaciones presentadas en el preceptivo trámite de audiencia, cabe destacar el tratamiento de algunos conceptos de costes de forma adicional a lo referido por dicha Comisión en su propuesta:

a) Costes fijos de grupos pendientes de la resolución de parámetros.

Como se ha indicado, mediante Resolución de 5 de junio de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, se establecieron el valor reconocido de inversión, la vida útil regulatoria y los valores de la anualidad de la retribución por inversión para los años del 2014 al 2019 del grupo de generación de Ibiza 24, Turbina de gas N.º 6B (RO2-0208). En dicha resolución se aprobó una cuantía como retribución por inversión para el ejercicio 2017 de 1.552.000,00 euros, siendo esta la cantidad recogida en la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La retribución por costes fijos, dentro de la que se incluye la retribución por inversión, depende de la disponibilidad horaria de cada grupo. Por ello, se ha solicitado al operador del sistema el cálculo de las cuantías por costes de inversión pendientes de retribución para Ibiza 24 (RO2-0208) durante el año 2017. De acuerdo a la información aportada por ese operador, se reconocen 1.552.000,00 euros, como coste por este concepto en la presente resolución, cifra coincidente con la propuesta por la Comisión.

b) Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad.

Mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, del 22 de octubre de 2020, se otorgó resolución favorable de compatibilidad y régimen retributivo adicional a los grupos Ibiza 25 (RO2-0209), Ibiza 26 (RO2-0210) y Punta Grande 19 (RO2-0212), ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Estos grupos venían siendo despachados desde su puesta en servicio para garantizar la seguridad de suministro en los sistemas eléctricos aislados en los que están ubicados, percibiendo por la energía suministrada el precio del mercado en virtud de lo establecido en el apartado 2 de la disposición transitoria primera de la Ley 17/2013, de 29 de octubre.

Tal y como señala la Comisión en su informe, con el fin de poder determinar la cuantía pendiente de reconocimiento se ha solicitado al operador del sistema mediante oficio de 17 de junio de 2021 que calcule las cuantías correspondientes, a excepción de la retribución por inversión, dentro de los costes fijos que forman parte del régimen retributivo adicional, en tanto no se establezca el valor de la inversión reconocida a estos grupos mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Los costes de generación, sin considerar la retribución por inversión, de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19 en el ejercicio 2017 calculados por el operador del sistema ascienden a 20.698.241,30 euros, siendo 12.068.288,34 euros correspondientes a los grupos Ibiza 25, Ibiza 26, y 8.629.952,96 euros al grupo Punta Grande 19.

Estos costes de generación de los grupos de Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19 se corresponden con el régimen retributivo adicional otorgado, a excepción del coste de inversión, tal y como se ha señalado. Por otra parte, el operador del sistema ha realizado las liquidaciones de energía de estos grupos en el despacho, por lo que, para determinar los costes de generación a añadir en la presente resolución de costes, se deben descontar de las cuantías correspondientes al régimen retributivo adicional aquellos importes percibidos por estos grupos en la liquidación del operador del sistema, que ya habrían sido incluidos como costes en las liquidaciones efectuadas por dicho operador.

De esta forma, los costes de generación a añadir a los costes calculados por el operador del sistema en concepto del régimen retributivo adicional otorgado a los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19 serían 9.309.022,44 euros, siendo 4.913.991,03 euros correspondientes a los grupos Ibiza 25, Ibiza 26, y 4.395.031,41 euros al grupo Punta Grande 19, quedando pendiente el reconocimiento de la retribución por inversión a estos grupos posteriormente a la aprobación del valor reconocido de inversión y los valores de la anualidad de la retribución por inversión por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

c) Corrección del cálculo del coste de O&M por arranque de los CCGTs.

Como se ha indicado anteriormente, Endesa solicita el reconocimiento de una cantidad adicional en concepto de coste de operación y mantenimiento asociados al arranque (parámetro «d») de los ciclos combinados, debido a que, a su parecer, el operador del sistema no está aplicando correctamente los valores establecidos en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Esta cuestión se aborda en los informes de inspección que realiza la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y también en su informe INF/DE/093/18. En los anteriores se señala que el operador del sistema emplea una metodología robusta y que responde a la realidad física de lo que se retribuye en los arranques de los ciclos combinados, empleando los parámetros del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

No obstante lo anterior, en ejercicios pasados se detectó una situación particular que podría suponer una sobre corrección de este coste no justificada, no mermando, en todo caso y de forma general, la robustez de la metodología empleada.

Se trata de la secuencia en la que un ciclo combinado parte del modo estable 2x1, cambia a modo 1x1+1, y nuevamente se programa en el modo de funcionamiento 2x1. En virtud de los valores del parámetro «d» recogidos en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y el concepto de coste adicional debido al arranque, estas transiciones no supondrían ningún coste adicional por arranque a reconocer, sin embargo, se produce una corrección (coste negativo) equivalente al parámetro «d» asociado al arranque de una turbina de gas.

Para analizar los casos en los que se producía esta corrección se ha solicitado al operador del sistema, mediante oficio de 17 de junio de 2021, registro horario de los costes por operación y mantenimiento asociados al arranque de los ciclos combinados durante el año 2017. Cabe destacar que se ha analizado principalmente, pero no exclusivamente, la secuencia anteriormente descrita, así como aquellos casos en los que esta corrección (coste negativo) se había aplicado posteriormente a un desacoplamiento debido a averías de los grupos.

Tras la revisión de la información, resulta el reconocimiento de costes de operación y mantenimiento asociados al arranque de los ciclos combinados durante el año 2017

de 97.471,98 euros adicionales para los ciclos de Baleares y 51.376,24 euros para los ciclos de Canarias, con el siguiente desglose:

Denominación del Ciclo Combinado	Costes adicionales reconocidos – Euros
Granadilla, CC1.	0,00
Granadilla, CC2.	12.844,06
Barranco de Tirajana, CC1.	0,00
Barranco de Tirajana, CC2.	38.532,18
Total Canarias.	51.376,24
Son Reus, CC1.	0,00
Son Reus, CC2.	10.830,22
Ca's Tresorer CC1.	0,00
Ca's Tresorer CC2.	86.641,76
Total Baleares.	97.471,98

d) Retribución por operación y mantenimiento a grupos con alta indisponibilidad.

El artículo 29.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de los grupos que presenten indisponibilidades totales, tanto programadas como fortuitas, en un año superiores al 30 por ciento de las horas será nula para ese año, resolviendo la nulidad de esta retribución el Director General de Política Energética y Minas, previo trámite de audiencia, en la resolución 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.

De acuerdo a lo dispuesto en el anterior artículo, el operador del sistema envió en fecha 22 de enero de 2018 el listado de los grupos que presentaron indisponibilidades totales superiores al 30% en 2017.

Los grupos incluidos en el anterior listado titularidad del grupo Endesa son Candelaria 3 diésel 1, Candelaria 4, diésel 2, Candelaria 6 diésel 3, Candelaria 5 gas 3, Jinámar 2 diésel 1, Jinámar 3 diésel 2, Jinámar 4 diésel 3, y El Mulato, no habiendo percibido ninguno de ellos retribución por operación y mantenimiento fijo dentro de las liquidaciones realizadas por el operador del sistema. Por tanto, no procede ninguna corrección en la retribución de los grupos por alta indisponibilidad durante el año 2017.

e) Aplicación del factor de corrección por factura de combustible.

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio establece en el artículo 31.2 que dentro de la retribución por combustible como parte de la retribución por costes variables para las instalaciones categoría A, se debe considerar un factor de corrección por factura de combustible.

Este factor de corrección por factura de combustible será nulo si la retribución por combustible del grupo es inferior al coste adquisición de combustible de dicho grupo, y será la semidiferencia entre el coste de adquisición de combustible de dicho grupo y la retribución por combustible del grupo obtenida en el resto de supuestos.

Asimismo, en su artículo 72.3 dispone que esta corrección por factura de combustible se aplicará en la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia previa a las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas por las que se aprueban la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional.

De acuerdo con lo anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluye en su propuesta la aplicación de la Resolución de 17 de julio de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la metodología de reparto del coste de adquisición de combustible de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares para definir el factor de corrección por factura de combustible, para el año 2017. De acuerdo a la información recogida en el documento INF/DE/093/18, la Comisión incluye en concepto de factor de corrección por factura de combustible la cuantía de -10.593.446,44 euros.

Debido a que, de acuerdo a lo recogido en la citada Resolución de 17 de julio de 2019, es necesario considerar aquellos costes asociados a la retribución por combustible que sean aprobados en la presente resolución, se revisa la anterior cifra propuesta por la Comisión y resulta un factor de corrección a aplicar de -1.629.740 euros en los grupos de Baleares, -6.130.778 euros en los grupos de Canarias, y 3.188.751 euros en los grupos de Ceuta y Melilla.

f) Coste de financiación del operador del sistema.

Durante el trámite de audiencia a la propuesta de resolución, tanto el operador del sistema como Endesa han puesto de manifiesto que la cuantía de costes por financiación del operador del sistema que aparecía en dicha propuesta de resolución no era correcta, exponiendo que la cantidad que aparecía en la solicitud inicial de Endesa reflejaba los costes correspondientes al ejercicio 2017 exclusivamente, de modo que la corrección recogida en la propuesta de resolución sometida a audiencia, en la que se minoraba el importe solicitado en 80.261,41 euros, no es adecuada.

De acuerdo con lo anterior, corresponde reconocer como costes de financiación del operador del sistema la cuantía inicialmente solicitada por Endesa, cantidad asimismo determinada en los informes de inspección de acuerdo a lo señalado en el informe INF/DE/093/18 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Finalmente, conviene destacar que, en el preceptivo trámite de audiencia a la propuesta de resolución, Endesa ha presentado alegaciones a los costes de generación a reconocer reiterando algunas de las cuestiones que fueron tratadas durante la inspección realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y cuyo parecer se recoge en el citado informe INF/DE/093/18. En aquellas alegaciones en las que no se manifiesta un tratamiento diferencial en la presente resolución, se considera adecuadas las consideraciones realizadas por la Comisión sobre dichos costes. En particular, Endesa solicita el reconocimiento del mix de combustible en los grupos de Punta Grande 2, 3 y 7 (diésel 1, 2 y 3). A este respecto, los grupos Punta Grande 2, 3 y 7 tienen como combustible autorizado fueloil 0,73%. El consumo de gasoil en lugar de fueloil 0,73% supone un cambio en el combustible autorizado que debe ser reconocido por la Dirección General. En tanto no exista esta autorización, no procede el reconocimiento de costes adicionales.

Con el cambio en los conceptos de costes de generación reconocidos con respecto a lo propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia según se ha indicado, se ha de recalcular la cuantía del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica como el siete por ciento de los citados costes de generación de liquidación, ascendiendo este impuesto para el año 2017 a 133.286.020,55 euros.

V

La liquidación-compensación definitiva se calcula para el año 2017 como diferencia entre los costes de generación reconocidos a los generadores afectados en territorios no peninsulares conforme a la normativa y los ingresos obtenidos provisionalmente.

Como ya se ha indicado, los ingresos netos obtenidos provisionalmente por estos generadores provienen de:

- Las liquidaciones definitivas del despacho de producción para los grupos con régimen retributivo adicional 718.344.224,20 euros.
- La compensación extrapeninsular de las liquidaciones de las actividades reguladas: 462.578.215,72 euros.
- La compensación extrapeninsular a cargo de Presupuestos Generales del Estado 2017: 462.578.215,72 euros.

En virtud de lo anterior, los ingresos netos totales recibidos por las instalaciones titularidad del grupo Endesa en los territorios no peninsulares en el año 2017 alcanzan un total de 1.643.500.655,64 euros, todo ello de acuerdo con la documentación aportada por el operador del sistema y la que obra en poder de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En su virtud, una vez realizado el preceptivo trámite de audiencia de la propuesta, y la auditoría pública por parte de la Oficina Nacional de Auditoría de la Intervención General de la Administración del Estado, esta Dirección General de Política Energética y Minas, resuelve:

Primero.

Aprobar a los grupos titularidad de Endesa las siguientes cuantías adicionales a las incluidas en las liquidaciones del operador del sistema para el año 2017:

- a) De conformidad con lo establecido en la Orden ETU/413/2017, de 4 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en la isla de Formentera, se reconocen 2.685.904,26 euros por la instalación de grupos de emergencia en dicha comunidad.
- b) De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se aprueba la cuantía de 9.008.710,69 euros en concepto de costes debidos a mezclas de combustibles.
- c) En virtud a lo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en relación con la retribución por otros costes operativos se aprueba la cuantía de 6.536.255,77 euros por la retribución por costes debidos a peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.
- d) En virtud a lo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en relación con la retribución por otros costes operativos se aprueba la retribución por costes debidos a los pagos efectuados para la financiación del operador del sistema 1.747.608,00 euros.
- e) En virtud a lo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en relación con la retribución por otros costes operativos se aprueba la retribución por costes debidos al Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad que asciende a 133.286.020,55 euros. Esta cuantía queda condicionada a la justificación previa de realización de pago en la Agencia Tributaria.
- f) De conformidad con lo dispuesto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, que establece que, adicionalmente, el precio del combustible incluirá, en su caso, los costes derivados de la aplicación del impuesto especial sobre el carbón y del impuesto sobre hidrocarburos definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, se aprueba la cantidad de 30.247.878,00 euros correspondientes a impuestos especiales sobre combustibles.
- g) De acuerdo a la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 5 de junio de 2019, por la que se aprueban entre otros, los valores de la anualidad de la retribución por inversión para los años del 2014 al 2019 del grupo



generador Ibiza 2014 (RO2-208), y con la información proporcionada por el operador del sistema, se reconocen los costes por este concepto para el año 2017, que ascienden a 1.552.000,00 euros.

h) De conformidad con lo establecido en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, del 22 de octubre de 2020, por la que se otorgó resolución favorable de compatibilidad y régimen retributivo adicional a los grupos Ibiza 25 (RO2-0209), Ibiza 26 (RO2-0210) y Punta Grande 19 (RO2-0212), y con la información proporcionada por el operador del sistema, se reconocen los costes de generación adicionales para el año 2017 a estos grupos, a excepción de la retribución por costes de inversión, que asciende a 9.309.022,44 euros.

i) De conformidad con lo establecido en el artículo 31.2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, así como lo establecido en la resolución de fecha 17 de julio de 2019 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el método de asignación de los aprovisionamientos de combustible a cada uno de los grupos de generación de los territorios no peninsulares para definir el factor de corrección por factura de combustible de acuerdo al artículo 31 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se reconoce la aplicación del factor de corrección por factura de combustible durante los meses de septiembre a diciembre de 2017, por una cantidad que asciende a -10.949.268,93 euros.

j) De acuerdo con los valores establecidos en el Anexo XII del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y la metodología empleada por el operador del sistema para el cálculo de los valores de retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al cambio de modo de los ciclos combinados, se reconoce un coste adicional por este concepto de 148.848,22 euros.

Segundo.

Aprobar la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación del año 2017 para las centrales que tienen reconocido un régimen retributivo adicional de los grupos titularidad de Endesa que asciende a:

Euros	Baleares GESA	Canarias UNELCO	Ceuta y Melilla Endesa	Total grupo Endesa
Los costes de generación de liquidación Operador del Sistema.	514.874.765,64	1.121.130.143,72	84.508.119,49	1.720.513.028,85
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler).	2.685.904,26	0,00	0,00	2.685.904,26
Coste por mezclas de combustibles.	8.416.495,66	477.795,19	114.419,84	9.008.710,69
Coste por peajes de generación.	2.206.168,77	4.128.398,76	201.688,24	6.536.255,77
Coste por financiación del OS.	805.446,00	887.920,00	54.242,00	1.747.608,00
Impuesto sobre el valor de la producción (*).	42.425.375,84	84.711.956,22	6.148.688,49	133.286.020,55
Impuestos especiales combustible.	30.247.878,00	0,00	0,00	30.247.878,00
Coste de RRA pendiente (Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19).	4.395.031,41	4.913.991,03	0,00	9.309.022,44
OyM por arranques de ciclos combinados.	97.471,98	51.376,24		148.848,22
OyM grupos con alta indisponibilidad.	0,00	0,00	0,00	0,00
Factor de corrección por factura de combustible.	-1.629.739,82	-6.130.778,03	-3.188.751,08	-10.949.268,93
Ibiza 24.	1.552.000,00	0,00	0,00	1.552.000,00
Total importes a añadir al cálculo del O.S.	91.202.032,10	89.040.659,41	3.330.287,49	183.572.979,00
Costes de generación definitivos a reconocer Endesa.	606.076.797,74	1.210.170.803,13	87.838.406,98	1.904.086.007,85

(\*) El reconocimiento de esta cuantía queda condicionado a la previa acreditación del pago del impuesto 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.

Tercero.

Aprobar la siguiente cuantía del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2017 de los grupos titularidad de Endesa, obtenida como diferencia entre los costes de generación de liquidación indicados en el apartado anterior y los importes liquidados por el operador del sistema en el despacho de energía de estos sistemas:

Euros	Baleares GESA	Canarias UNELCO	Ceuta y Melilla Endesa	Total grupo Endesa
Costes de generación definitivos a reconocer Endesa.	606.076.797,74	1.210.170.803,13	87.838.406,98	1.904.086.007,85
Ingresos por ventas de energía del despacho de generación.	255.994.950,37	440.960.569,92	21.388.703,91	718.344.224,20
Extracoste Endesa.	350.081.847,37	769.210.233,21	66.449.703,07	1.185.741.783,65
Extracoste Endesa con cargo al sistema eléctrico.	175.040.923,68	384.605.116,60	33.224.851,54	592.870.891,82
Extracoste Endesa con cargo a PGE.	175.040.923,68	384.605.116,60	33.224.851,54	592.870.891,82

Cuarto.

Aprobar la cuantía de la retribución pendiente de cobro con cargo al sistema eléctrico correspondiente a la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de las empresas generadoras de Endesa para el año 2017, que son los que figuran en el siguiente cuadro:

Euros	Baleares GESA	Canarias UNELCO	Ceuta y Melilla Endesa	Total grupo Endesa
Extracoste con cargo al sistema eléctrico.	175.040.923,68	384.605.116,60	33.224.851,54	592.870.891,82
Liquidaciones de actividades reguladas realizadas.	110.020.824,34	322.054.093,99	30.503.297,39	462.578.215,72
Cuantía pendiente cobro sistema eléctrico.	65.020.099,34	62.551.022,61	2.721.554,15	130.292.676,10

Quinto.

Aprobar la cuantía de la retribución pendiente de cobro con cargo a la cuenta diferenciada donde se ingresan los importes con cargo a Presupuestos Generales del Estado correspondiente a la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de las empresas generadoras de Endesa para el año 2017, desagregadas de acuerdo con el cuadro siguiente:

Euros	Baleares GESA	Canarias UNELCO	Ceuta y Melilla Endesa	Total grupo Endesa
Extracoste con cargo a PGE.	175.040.923,68	384.605.116,60	33.224.851,54	592.870.891,82
Liquidaciones con cargo PGE 2017 realizadas a Endesa.	110.020.824,34	322.054.093,99	30.503.297,39	462.578.215,72
Cuantía pendiente cobro con cargo PGE.	65.020.099,34	62.551.022,61	2.721.554,15	130.292.676,10

Sexto.

Las cuantías por retribución por costes de inversión correspondientes al año 2017 de los grupos Ibiza 25 (RO2-0209), Ibiza 26 (RO2-0210) y Punta Grande 19 (RO2-0212), serán introducidas como costes de generación en las cuantías definitivas de los costes

de generación de liquidación de los territorios no peninsulares que se aprueben en los años sucesivos.

Séptimo.

La liquidación de la cuantía de la retribución pendiente de cobro con cargo al sistema eléctrico correspondiente a la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de las empresas generadoras de Endesa, SA para el año 2017, aprobada en el apartado cuarto, se realizará en la primera liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico disponible.

Contra la presente resolución que no pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 112 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, podrá interponerse recurso de alzada ante el titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente al de la publicación de la presente resolución.

Transcurrido dicho plazo sin haberse interpuesto el recurso, la resolución será firme a todos los efectos. Para el cómputo de los plazos por meses habrá de estarse a lo dispuesto en el artículo 30 de la citada Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Madrid, 4 de octubre de 2022.—El Director General de Política Energética y Minas, Manuel García Hernández.