

III. OTRAS DISPOSICIONES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

- 17148** *Resolución de 18 de julio de 2023, 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 2019.*

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. Asimismo, se reconocerán con cargo a los Presupuestos Generales del Estado los gastos ocasionados o el rendimiento económico obtenido por la cuenta gestionada por el organismo encargado de las liquidaciones dedicada a las compensaciones presupuestarias del extracoste de generación en los territorios no peninsulares.

Para la gestión de las partidas presupuestarias, 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 la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

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, si bien el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, en su disposición final primera punto cuatro establece una exención al pago del impuesto especial de hidrocarburos para «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», siendo aplicable únicamente el impuesto especial sobre el carbón.

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. No obstante lo anterior, el artículo 72.3.a).1.ª del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en su redacción dada por 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 eléctricas, establece que el operador del sistema incluirá una estimación de estos costes dentro del cálculo de los costes de generación de liquidación que realiza.

De conformidad con dichas disposiciones se determina la retribución de las centrales con régimen retributivo adicional para el año 2019.

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 17 de abril de 2019 se publicó en el BOE la Orden TEC/452/2019, de 10 de abril, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en la isla de Formentera.

II

En cumplimiento de la normativa anteriormente expuesta, con fecha 30 de diciembre de 2020, Endesa, SA, remitió a la Dirección General de Política Energética y Minas escrito solicitando el reconocimiento de las cuantías definitivas de 2019 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 provisionales realizadas por el operador del sistema, por lo que Endesa señala que, si se producen nuevas liquidaciones, 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 de inversión de Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19.
- Coste de medidas extraordinarias.
- Coste de mezclas de combustibles.
- Modificación de los costes de arranque de los ciclos combinados.
- Coste de nuevas inversiones.
- Diferencia sobre los importes liquidados provisionalmente por el operador del sistema en concepto de peajes de generación, financiación del operador del sistema y tributos derivados de la Ley 15/2012.

Esta solicitud fue remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 21 de enero de 2021.

Con fecha 20 de octubre de 2021, en cumplimiento de lo previsto en el artículo 7.39, así como en las disposiciones adicional octava 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 28 de julio de 2022 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 2019» (INF/DE/036/20), 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 2019, 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, remitidas en noviembre y diciembre de 2020, asciende a 2.068.869.185,31 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:

Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad. Endesa solicita el reconocimiento de 5.784.304,41 euros adicionales en concepto de coste de inversión de

los grupos turbinas de Gas Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19, pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias, respectivamente.

Tal y como indica el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con fecha 22 de octubre de 2020 la Dirección General de Política Energética y Minas, aprobó el otorgamiento de 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. En esta resolución se incluían los parámetros necesarios para el cálculo de la retribución correspondiente al régimen retributivo adicional de estos grupos, a excepción del valor de la inversión reconocida.

Habiendo sido percibidos el resto de conceptos, la Comisión propone el reconocimiento de la retribución por inversión por la cuantía solicitada por Endesa, esto es, 5.784.304,41 euros.

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 3.184.236,81 euros por los costes en los que han incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación. Endesa solicitaba el reconocimiento de 3.409.739,54 euros, cantidad ligeramente superior a la propuesta por la Comisión.

Coste de mezclas de combustibles. Endesa solicita el reconocimiento de 17.127.607,08 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 13.680.402,25 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, señala que no procede el reconocimiento del coste por el consumo de gasoil en lugar de fueloil 0,73 % en los grupos de Punta Grande 2, 3 y 7, ni el consumo de fueloil 0,73% en lugar de fueloil 1% en grupos de la central térmica de Los Guinchos en tanto no haya normativa vigente que permita el reconocimiento de estos combustibles.

Costes debidos a arranques. Endesa solicita el reconocimiento de 2.288.619,05 euros adicionales en concepto de costes de arranques de los ciclos combinados para el ejercicio 2019.

En relación a la solicitud de Endesa, la Comisión señala que, tal y como se recoge en los informes de inspección a GESA y UNELCO, la normativa aplicable en 2019 no contemplaba todos los posibles modos de arranque de los ciclos combinados, y el operador del sistema calculó la retribución tras arranque con el valor máximo contemplado en la norma, concluyendo la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que no procedería reconocer los meritados costes adicionales a Endesa.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión destaca en su informe que para el segundo periodo regulatorio si existen costes variables de operación y mantenimiento en distintos modos de funcionamiento, de acuerdo a la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas. Puesto que los valores aprobados en la citada orden aplican desde 2020, no pueden ser aplicados al ejercicio 2019.

Adicionalmente a lo anterior, algunos de los costes solicitados por Endesa harían referencia a arranques para pruebas o tras averías que no serían retribuíbles de acuerdo a la normativa de aplicación.

Otros costes: Coste de peajes de generación y financiación del operador del sistema.

Tal y como se ha indicado, el operador del sistema realiza una estimación de los costes debidos a peajes de generación, financiación del operador del sistema y tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, que incluye en sus liquidaciones provisionales.

Sobre esta liquidación provisional, Endesa considera que le corresponde devolver 57.503,65 euros por peajes de generación. Sin embargo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia indica en su informe que, de acuerdo a la inspección, las últimas reliquidaciones a partir de las estimaciones del operador del sistema ya incluirían el importe correspondiente a los costes de peajes de generación a reconocer, y no procedería la devolución por parte de Endesa por este concepto.

Al igual que con los peajes de generación, la Comisión recoge en su propuesta que las últimas reliquidaciones del operador del sistema con las estimaciones de costes por este concepto, incluyen las cuantías a reconocer correspondientes al coste de financiación del operador del sistema, y no procedería reconocer el coste adicional de 1.272,24 euros solicitados por Endesa por este concepto.

Las cuantías liquidadas por el operador del sistema provisionalmente por estos conceptos ascienden a 5.979.117,56 euros como costes de peajes de generación, y 1.803.188,28 euros en concepto de financiación del operador del sistema, cuantías que la Comisión recoge en su propuesta como costes de generación a reconocer.

Coste de nuevas inversiones. Por su parte, Endesa solicita el reconocimiento de 60.647.358,73 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes.

De acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, el derecho a percibir el régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones realizadas en grupos existentes con dicho régimen retributivo está condicionada al otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad previamente a la autorización administrativa del órgano competente.

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 -6.053.762,33 euros en los grupos de Baleares, -13.374.325,63 euros en los grupos de Canarias, y -4.293.903,40 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, Endesa solicita el reconocimiento de 6.197.999,27 euros adicionales a las liquidaciones realizadas por el operador del sistema en concepto de coste por tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, donde 5.249.389,30 euros corresponderían al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica para los meses de abril a diciembre, según la disposición adicional séptima del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, 600.561 euros corresponderían al impuesto especial sobre el carbón, y 348.049 euros al impuesto especial sobre hidrocarburos.

En relación a estos costes solicitados, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia indica en su informe que el impuesto especial sobre hidrocarburos no debería reconocerse tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, así como que las últimas liquidaciones del operador del sistema con las estimaciones de costes por este concepto, incluyen las cuantías a reconocer correspondiente al impuesto especial sobre el carbón, por un total de 14.060.705,53 euros, por lo que no procedería reconocer el coste adicional por estos conceptos solicitado por Endesa.

Las liquidaciones realizadas por el operador del sistema para el ejercicio 2019 incluyen la retribución de 111.240.202,02 euros en concepto de impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica. La Comisión en su propuesta calcula el impuesto sobre los costes de generación reconocidos los meses de abril a diciembre de 2019, señalando que la cuantía no coincide con la que figura en los informes de inspección puesto que en el cálculo de la citada propuesta se considera una menor base imponible por la aplicación del factor de corrección por factura de combustible. A partir del cálculo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y la retribución liquidada por el operador del sistema por este concepto, la Comisión propone un aumento de costes para Endesa por 76.033,86 euros.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, la cuantía correspondiente a este impuesto 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.

Por tanto, 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 2019, es la siguiente:

Propuesta de la CNMC	Total - Euros
Costes de generación OS.	2.068.869.185,31
Coste de inversión de grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19.	5.784.304,41
Coste de medidas extraordinarias.	3.184.236,81
Coste por mezclas de combustibles.	13.680.402,25
Coste por arranques de ciclos combinados.	0,00
Coste por peajes de generación.	0,00
Coste por financiación del OS.	0,00
Coste por nuevas inversiones.	0,00
Factor de corrección por factura de combustible.	-23.721.991,36
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012.	76.033,86
Impuestos especiales combustible.	0,00
Impuesto sobre el valor de la producción.	76.033,86
Costes adicionales al cálculo del OS.	-997.014,03
Costes totales a reconocer.	2.067.872.171,28

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 673.063.294,52 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 692.268.545,16 euros, de extracoste por este concepto al grupo Endesa.

c) La compensación extrapeninsular a cargo de Presupuestos Generales del Estado (PGE). Endesa ha percibido 643.852.025,50 euros en concepto de liquidaciones a cargo de Presupuestos Generales del Estado del año 2019 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/036/20 una compensación pendiente de liquidar a las instalaciones titularidad de Endesa correspondiente al año 2019 de 58.688.306,10 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) Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad. Como se ha indicado, mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, del 22 de octubre de 2020, se otorgó régimen retributivo adicional a los grupos Ibiza 25 (RO2-0209), Ibiza 26 (RO2-0210) y Punta Grande 19 (RO2-0212).

En virtud de esta resolución y a partir de los parámetros que incluía, el operador del sistema ha incorporado en sus liquidaciones del año 2019 los conceptos retributivos que forman parte del régimen retributivo adicional de los grupos, a excepción de la retribución por inversión.

La determinación de la retribución por inversión dependerá, entre otros, del valor de la inversión reconocida, valor que ha de ser aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 26 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

En tanto no esté definido este valor, no estará definida la retribución por inversión de los grupos, por lo que no procedería aprobar en esta resolución la cuantía propuesta por Endesa. La retribución por inversión de los grupos Ibiza 25 (RO2-0209), Ibiza 26 (RO2-0210) y Punta Grande 19 (RO2-0212) del ejercicio 2019 se reconocerá 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.

b) Coste de medidas extraordinarias. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluía en su propuesta una cuantía de 3.184.236,81 euros por los costes en los que han incurrido los titulares de las medidas de carácter temporal y extraordinario adoptadas en 2019 en la isla de Formentera durante su explotación, tal y como había sido acordado en la Orden TEC/452/2019, de 10 de abril.

Tal y como ha puesto de manifiesto el operador del sistema en el preceptivo trámite de audiencia a la presente resolución, los costes de generación calculados por ese operador estimaban una cuantía de 8.471,88 euros en concepto de peajes de acceso de generación y de 637,61 euros en concepto de impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica. En la medida en la que estas cantidades habrían sido ya incluidas como costes en las liquidaciones efectuadas por dicho operador, se deben descontar de las medidas extraordinarias a reconocer.

De esta forma, los costes de generación a añadir a los costes calculados por el operador del sistema en concepto de medidas extraordinarias ascenderían a 3.175.128,32 euros. obtenidos de detracer de la cantidad propuesta por la Comisión (3.184.236,81 euros) las cantidades ya consideradas por el operador del sistema, (9.108,49 euros).

Por otra parte, recientemente se ha aprobado el 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, cuya disposición final primera modifica el artículo 59 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

De esta forma, la nueva dicción del artículo 59, incluye que en la cuantía por la adopción de medidas temporales y extraordinarias 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, 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.

En la medida en la que esta modificación entró en vigor el día 15 de junio de 2023, el coste financiero asociado a las medidas temporales y extraordinarias adoptadas no pudo ser incorporado en la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, procediendo su incorporación en esta resolución.

De esta forma, tomando el Euribor del mes de junio como último dato disponible, con un valor de 4,007%, el coste financiero desde el 1 de diciembre de 2020 a añadir al coste de las medidas extraordinarias adoptadas en el ejercicio 2019 resultaría en 383.851,42 euros.

Por tanto, la cuantía por las medidas extraordinarias adoptadas en el ejercicio 2019 a reconocer asciende a 3.558.979,74 euros.

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/036/20, tal y como se ha señalado.

No obstante a lo señalado por la Comisión, 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, considerando que la normativa aplicable no contemplaba todos los posibles modos de arranque de los ciclos combinados.

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.

Esta situación ha sido cuantificada por el operador del sistema en la documentación adjunta a la propuesta de la Comisión, donde 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.

A partir de esta información, resulta el reconocimiento de costes de operación y mantenimiento asociados al arranque de los ciclos combinados durante el año 2019 de 216.604,22 euros adicionales para los ciclos de Baleares y 1.168.809,18 euros para los ciclos de Canarias, con el siguiente desglose:

Denominación del Ciclo Combinado	Costes adicionales reconocidos - Euros
Granadilla, CC1.	64.220,06
Granadilla, CC2.	603.671,00
Barranco de Tirajana, CC1.	25.688,12
Barranco de Tirajana, CC2.	475.230,00
Total Canarias.	1.168.809,18
Son Reus, CC1.	0,00

Denominación del Ciclo Combinado	Costes adicionales reconocidos - Euros
Son Reus, CC2.	0,00
CA'S Trosorer CC1.	10.830,22
CA'S Trosorer CC2.	205.774,00
Total Baleares.	216.604,22

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 21 de enero de 2020 el listado de los grupos que presentaron indisponibilidades totales superiores al 30 % en 2019.

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 2019.

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 2019. De acuerdo a la información recogida en el documento INF/DE/036/20, la Comisión incluye en concepto de factor de corrección por factura de combustible la cuantía de -23.721.991,36 euros.

Debido a que, de acuerdo a lo recogido en la citada Resolución de 17 de julio de 2019, es necesario definir el factor corrector a aplicar a cada grupo generador, se revisa la anterior cifra propuesta por la Comisión y resulta un factor de corrección a aplicar de 6.099.862,02 euros en los grupos de Baleares, -13.374.325,17 euros en los grupos de Canarias, y -4.293.903,95 euros en los grupos de Ceuta y Melilla.

f) Impuesto sobre el valor de producción de energía eléctrica. Como se ha indicado, 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, ha de ser reconocido como otro coste operativo en la presente resolución.

Asimismo, debe considerarse en este cálculo lo establecido en la disposición adicional séptima del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, según la cual no se considerará el primer trimestre de 2019 para el cálculo del impuesto.

De acuerdo con lo anterior, y puesto que han cambiado algunos conceptos de costes de generación reconocidos con respecto a lo propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se ha de recalcular la cuantía de este impuesto. Para ello, se consideran los siguientes costes de generación de liquidación entre los meses de abril y diciembre de 2019.

Costes para el cálculo del IVPEE	Baleares GESA - Euros	Canarias UNELCO - Euros	Ceuta y Melilla Endesa - Euros	Total Grupo Endesa - Euros
Costes de generación OS (*).	471.905.914,99	1.038.311.853,01	78.913.861,08	1.589.131.629,08
Coste de medidas extraordinarias.	3.175.128,32	0,00	0,00	3.175.128,32
Coste por mezclas de combustibles.	10.346.827,00	523.066,00	76.022,00	10.945.915,00
Coste por arranques ciclos combinados.	216.604,22	860.552,12	0,00	1.077.156,34
Factor de corrección por factura de combustible.	-4.505.505,28	-9.718.704,31	-3.249.065,79	-17.473.275,38

(*) Esta cifra incluiría la estimación provisional realizada por el operador del sistema del IVPEE.

El valor del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, como el siete por ciento de los costes de generación de liquidación, incluyendo el propio impuesto, asciende para el año 2019 a 111.067.897,41 euros.

De acuerdo a la cuantía percibida provisionalmente por este concepto, 111.240.202,01 euros, la desviación a reconocer a Endesa en esta resolución asciende a 172.304,60 euros que corresponde devolver por este concepto.

V

La liquidación-compensación definitiva se calcula para el año 2019 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 673.063.294,52 euros.
- La compensación extrapeninsular de las liquidaciones de las actividades reguladas: 692.268.545,16 euros.
- La compensación extrapeninsular a cargo de Presupuestos Generales del Estado para 2019: 643.852.025,50 euros.

Por tanto, los ingresos netos totales recibidos por las instalaciones titularidad del grupo Endesa en los territorios no peninsulares en el año 2019 alcanzan un total de 2.009.183.865,18 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 virtud de lo anterior, 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 2019:

a) De conformidad con lo establecido en la Orden TEC/452/2019, de 10 de abril, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en la isla de Formentera, se reconocen adicionalmente a lo percibido 3.558.979,74 euros por la instalación de grupos de emergencia.

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 13.680.402,25 euros en concepto de costes debidos a mezclas de combustibles.

c) 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 2019, por una cantidad que asciende a -23.768.091,05 euros.

d) 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 1.385.413,40 euros.

Segundo.

Aprobar a los grupos titularidad de Endesa las siguientes cuantías en concepto de otros costes operativos para el año 2019, de acuerdo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio:

a) En concepto de costes debidos a peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, se reconocen 5.979.117,56 euros, cantidad incluida en las liquidaciones del operador del sistema de acuerdo a lo establecido en el artículo 72 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

b) Se aprueba la cantidad de 1.803.188,28 euros por costes debidos a los pagos efectuados para la financiación del operador del sistema, cuantía incluida en las liquidaciones del operador del sistema de acuerdo a lo establecido en el artículo 72 del citado Real Decreto.

c) 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, y según lo dispuesto en el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, se aprueba la cantidad de 14.060.705,53 euros correspondiente al impuesto especial sobre el carbón. Esta cantidad ha sido incluida en las liquidaciones del operador del sistema de acuerdo a lo establecido en el artículo 72 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

d) 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, y según lo dispuesto en el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, que asciende a 111.067.897,41 euros. Esta cuantía

queda condicionada a la justificación previa de realización de pago en la Agencia Tributaria. La liquidación realizada por el operador del sistema incluye la retribución de 111.240.202,02 euros por este concepto, por lo que la cuantía adicional a reconocer asciende a -172.304,60 euros.

Tercero.

Aprobar la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación del año 2019 para las centrales que tienen reconocido un régimen retributivo adicional de los grupos titularidad de Endesa que asciende a:

	Baleares GESA - Euros	Canarias UNELCO - Euros	Ceuta y Melilla Endesa - Euros	Total Grupo Endesa - Euros
Los costes de generación de liquidación Operador del Sistema.	597.575.166,63	1.368.179.669,39	103.114.349,29	2.068.869.185,31
Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE) (*).	33.728.386,79	72.054.377,67	5.285.132,95	111.067.897,41
Coste de medidas extraordinarias.	3.558.979,74	0,00	0,00	3.558.979,74
Coste por mezclas de combustibles.	12.797.442,01	777.182,32	105.777,92	13.680.402,25
Coste adicional por IVPEE (**).	695.127,79	-628.514,35	-238.918,04	-172.304,60
OyM por arranques de ciclos combinados.	216.604,22	1.168.809,18	0,00	1.385.413,40
OyM grupos con alta indisponibilidad.	0,00	0,00	0,00	0,00
Factor de corrección por factura de combustible.	-6.099.862,02	-13.374.325,63	-4.293.903,40	-23.768.091,05
Total importes a añadir al cálculo del O.S.	11.168.291,75	-12.056.848,48	-4.427.043,52	-5.315.600,25
Costes de generación definitivos a reconocer Endesa.	608.743.458,38	1.356.122.820,91	98.687.305,77	2.063.553.585,06

(*) 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.

(**) Igualmente, esta cantidad está condicionada a la acreditación del pago de la cuantía total del impuesto anterior.

Cuarto.

Aprobar la siguiente cuantía del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2019 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:

	Baleares GESA - Euros	Canarias UNELCO - Euros	Ceuta y Melilla Endesa - Euros	Total Grupo Endesa - Euros
Costes de generación definitivos a reconocer Endesa .	608.743.458,38	1.356.122.820,91	98.687.305,77	2.063.553.585,06
Ingresos por ventas de energía del despacho de generación.	235.596.806,40	415.051.116,54	22.415.371,58	673.063.294,52
Extracoste Endesa.	373.146.651,98	941.071.704,37	76.271.934,19	1.390.490.290,54
Extracoste Endesa con cargo al sistema eléctrico.	186.573.325,99	470.535.852,19	38.135.967,09	695.245.145,27
Extracoste Endesa con cargo a PGE.	186.573.325,99	470.535.852,19	38.135.967,09	695.245.145,27

Quinto.

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 2019, que son los que figuran en el siguiente cuadro:

	Baleares GESA – Euros	Canarias UNELCO – Euros	Ceuta y Melilla Endesa – Euros	Total Grupo Endesa – Euros
Extracoste con cargo al sistema eléctrico.	186.573.325,99	470.535.852,19	38.135.967,09	695.245.145,27
Liquidaciones de actividades reguladas realizadas.	179.679.451,45	472.462.866,71	40.126.227,00	692.268.545,16
Cuantía pendiente cobro sistema eléctrico.	6.893.874,54	-1.927.014,52	-1.990.259,91	2.976.600,11

Sexto.

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 2019, desagadas de acuerdo con el cuadro siguiente:

	Baleares GESA – Euros	Canarias UNELCO – Euros	Ceuta y Melilla Endesa – Euros	Total Grupo Endesa – Euros
Extracoste con cargo a PGE.	186.573.325,99	470.535.852,19	38.135.967,09	695.245.145,27
Liquidaciones con cargo PGE 2019 realizadas a Endesa.	162.659.453,94	442.976.345,67	38.216.225,89	643.852.025,50
Cuantía pendiente cobro con cargo PGE.	23.913.872,05	27.559.506,52	-80.258,80	51.393.119,77

Séptimo.

Las cuantías por retribución por costes de inversión correspondientes al año 2019 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.

Octavo.

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 2019, aprobada en el apartado quinto, 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, 18 de julio de 2023.–El Director General de Política Energética y Minas, Manuel García Hernández.