

## III. OTRAS DISPOSICIONES

### MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL

- 8209** *Resolución de 30 de junio de 2017, 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 correspondientes al ejercicio 2014 para los grupos titularidad del Grupo Endesa.*

I

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en su artículo 10, dispone 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, sistemas aislados y de su reducido tamaño.

Así, en lo que se refiere a la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en 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.

Además, su disposición adicional décima establece que el régimen retributivo para la generación del anteriormente denominado régimen ordinario en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares que se desarrolle en aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista y el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad (esto es, la revisión del modelo retributivo que modifica el cálculo de los costes fijos y variables), será de aplicación a dichas centrales desde el 1 de enero de 2012.

Por otro lado, y 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.

Las singularidades previstas por la citada Ley del Sector Eléctrico en estos territorios fueron objeto de desarrollo posterior 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. Igualmente, este real decreto da cumplimiento al mandato previsto en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, estableciendo el régimen económico de las instalaciones de producción en estos sistemas en virtud de lo previsto en el mismo, en el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, y en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

En relación al procedimiento de liquidación, éste estaba regulado en el artículo 18 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y el capítulo IV de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (actualmente sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares), vigente a estos efectos hasta el 1 de septiembre de 2015.

Así, se regulaba un mecanismo de liquidación del coste de generación a las instalaciones de producción en el entonces denominado régimen ordinario (en adelante instalaciones de producción en régimen ordinario) en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, en varias fases. En primer lugar, el operador del sistema procedía a una liquidación de la energía vendida en el despacho económico de cada sistema eléctrico aislado por las instalaciones de producción en régimen ordinario a los precios medios finales peninsulares de cada tipo de sujeto comprador en dicho despacho. Posteriormente, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) realizaba una liquidación-compensación provisional con carácter mensual de estas instalaciones, que completaba la liquidación anterior a partir de las previsiones de la orden de peajes. Finalmente se procedería a una liquidación definitiva de las instalaciones por años naturales. Para ello los interesados deberían solicitarlo a la Dirección General de Política Energética y Minas, indicando la cuantía que se demanda debidamente acreditada. La Dirección General de Política Energética y Minas, anualmente, previo informe e inspección de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, procedería a aprobar la cuantía definitiva que determinase.

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 en los ejercicios del 2012 al 2014, la disposición adicional quinta del antedicho Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que el operador del sistema calculará los costes de generación para cada uno de los grupos en cada territorio no peninsular para dichos años aplicando la

metodología y parámetros establecidos en la disposición transitoria séptima de la misma norma y los comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

La disposición transitoria séptima del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece el método de determinación de los costes de generación de liquidación en estos territorios, desde el 1 de enero de 2012 y hasta la entrada en vigor del citado real decreto, de las centrales que tenían la condición de régimen ordinario hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Asimismo, dispone que, para el periodo indicado, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará por resolución la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para los grupos que tengan reconocido un régimen retributivo adicional. Esta resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

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.

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 cuanto a la determinación del precio de combustible a efectos de liquidación es de aplicación lo dispuesto en la disposición transitoria tercera. En el anexo XIV se indican los precios de combustibles fósiles distintos de gas natural para el año 2014. Para el cálculo del precio del combustible gas natural para el año 2014 se indica que se seguirá el 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. En virtud de lo anterior se aprobó la Resolución de 2 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del segundo semestre de 2013 y primer semestre de 2014 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y la Resolución de 18 de febrero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del segundo semestre de 2014 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

En este mismo sentido 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.

El precio de los derechos de emisión de liquidación para 2014 se aprobó en mediante Resolución de 5 de febrero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el precio de derechos de emisión de liquidación para los años 2012, 2013 y 2014 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

De conformidad con dichas disposiciones se determina la retribución de las centrales para el año 2014.

Los costes de generación de liquidación reconocidos a los generadores del antiguo régimen ordinario para el año 2014 están compuestos por las siguientes partidas:

- a) La retribución por combustible que está compuesta por la retribución por los costes variables de funcionamiento, retribución por costes de arranque asociados al combustible y la retribución por costes de banda de regulación,
- b) La 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.
- c) La retribución por costes de los derechos de emisión.
- d) La retribución por costes fijos que incluye tanto la retribución por inversión como por operación y mantenimiento fijo.

Por otro lado, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 7, Garantía del suministro, establece que en el caso de que en los territorios no peninsulares se produjeran situaciones de riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica o situaciones de las que se pueda derivar amenaza para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica, las comunidades o ciudades autónomas afectadas podrán adoptar las medidas previstas en la citada ley, siempre que se restrinjan a su respectivo ámbito territorial. En dicho supuesto, tales medidas no tendrán repercusiones económicas en el sistema eléctrico, salvo que existiera acuerdo previo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo que así lo autorice.

En virtud de lo anterior, el 3 de julio de 2014 se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Orden IET/1149/2014, de 26 de junio, por la que se autoriza al Gobierno de la Comunidad Autónoma de las Illes Balears a adoptar las medidas necesarias para garantizar el suministro en la isla de Formentera y se acuerda el reconocimiento de los costes en los que se incurran.

Asimismo, la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, establece en el apartado 1 del artículo 2, que «para tener derecho al régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios insulares y extrapeninsulares, previsto en el artículo 12.2 o al régimen económico primado previsto en los apartados 4 y 5 del artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, 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 obstante lo anterior, el apartado 4 de la disposición transitoria primera de la citada ley establece un régimen transitorio para aquellas instalaciones que ya cuenten con autorización administrativa, estableciendo el siguiente tenor literal: «De igual modo, no obstante lo dispuesto en el apartado 2, los titulares de instalaciones de régimen ordinario que a 1 de marzo de 2013, dispongan de autorización de explotación, podrán solicitar la excepción de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 2.»

## II

En cumplimiento de la normativa anteriormente expuesta, con fecha 30 de noviembre de 2015, Endesa, S.A., remitió al Ministerio de Industria, Energía y Turismo escrito solicitando la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos en el año 2014 por las instalaciones en los territorios no peninsulares titularidad de las empresas Gas y Electricidad Generación, S.A. (GESA), Unión Eléctrica de Canarias, S.A.U (UNELCO) y Endesa Generación, S.A., todas ellas empresas del grupo Endesa, S.A.

En el citado escrito, Endesa, S.A. 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. Los costes adicionales solicitados son los siguientes:

- Costes fijos de grupos pendientes de inscripción y/o de la resolución de parámetros.
- Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad.
- Coste de medidas extraordinarias.
- Coste neto por derechos de emisión.
- Coste de mezclas de combustibles.
- 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.

Además, Endesa, S.A., señala que, si bien el importe solicitado ha sido calculado conforme a lo establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y, en concreto, en su disposición transitoria séptima y anexos XIII y XIV, se trataría de una estimación, al no haber publicado el operador del sistema, a la fecha de redacción de su solicitud, la liquidación del año 2014 que resultaría de la aplicación del citado real decreto. Considera por otra parte que esa cantidad debería incrementarse en los costes financieros que correspondan desde la fecha de solicitud hasta el momento en que se salde la totalidad del importe pendiente.

Esta solicitud fue remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 18 de diciembre de 2015.

Con fecha 18 de febrero de 2016, 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 CNMC, la Comisión emitió órdenes de inspección a GESA, UNELCO y Endesa Generación, S.A. La CNMC ha realizado las inspecciones de los despachos de los sistemas eléctricos aislados gestionados por el operador del sistema para contrastar y verificar el procedimiento de determinación de las distintas partidas, fijas y variables, que componen los costes de generación, para comprobar los ingresos liquidados por el operador del sistema a los generadores en estos sistemas por la venta de su energía, así como cualesquiera otros elementos necesarios.

En julio de 2016, el operador del sistema ha realizado, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, las liquidaciones que dan lugar al cierre de los años 2012, 2013 y 2014 para las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares, entre ellas las de Endesa, S.A.

Con fecha 22 de septiembre de 2016 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha aprobado su informe remitiéndolo a la Secretaría de Estado de Energía.

Entre las observaciones que recoge la CNMC en su informe se destaca que durante las actuaciones de inspección, Endesa, S.A., manifestó que, como consecuencia de las últimas reliquidaciones realizadas por el operador del sistema en 2016, en aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, existen nuevas discrepancias con las cantidades liquidadas. Estas nuevas diferencias no estaban contempladas en la solicitud que Endesa, S.A., realizó a la Dirección General de Política Energética y Minas el pasado 30 de noviembre de 2015. A este respecto, la Comisión indica que estas consideraciones no han sido tenidas en cuenta en el cálculo de la cuantía definitiva de los costes de generación de las centrales titularidad de Endesa, S.A., en los territorios no peninsulares para el año 2014.

Con fecha 15 de julio de 2016 ha tenido entrada en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un escrito del operador del sistema sobre Aspectos de la liquidación de costes de los territorios no peninsulares de los años 2012, 2013 y 2014 derivados de la

determinación incompleta de parámetros en la normativa en el que se indica que Endesa ha planteado reclamaciones a las liquidaciones efectuadas y su valoración.

Con el fin de poder proceder a aprobar por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2014 se ha solicitado al operador del sistema mediante oficios de 30 de septiembre de 2016 y de 17 de octubre de 2016 que calcule las cuantías de determinados costes que no han sido incluidos en la liquidación realizada por dicho operador al no disponer de determinados datos en su momento. Estas solicitudes han sido contestadas con fecha 11 y 18 de octubre de 2016, respectivamente.

### 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 2014 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 a reconocer que propone para las centrales de Endesa, S.A., asciende a 2.115.971 millones de euros correspondiente a las liquidaciones del despacho de producción C6, C7 y C8 realizadas por el operador del sistema.

A estos costes, la Comisión ha añadido un total de 219,275 millones de euros correspondientes a los siguientes conceptos:

- a) Costes fijos de grupos pendientes de inscripción y/o reconocimiento de parámetros.
- b) Costes de medidas de carácter temporal y extraordinario.
- c) Costes debidos a mezclas de combustibles.
- d) Costes debidos a peajes de generación.
- e) Costes debidos a la financiación del operador del sistema.
- f) Costes de los tributos derivados de la Ley 15/2012.

Respecto de los mismos indicar lo siguiente:

a) Costes fijos de grupos pendientes de inscripción y/o reconocimiento de parámetros. La CNMC indica que procede se reconozca la cuantía de 4,960 M€ a la instalación de Guía de Isora (RO2-0215) en concepto de costes fijos. En este sentido cabe decir que en el escrito del operador del sistema de fecha 15 de julio de 2016, se indica que para la determinación de los costes de generación de liquidación que calcula dicho operador para la instalación de Guía de Isora solo ha incluido los costes de los derechos de emisión estando por lo tanto pendiente de reconocer tanto la retribución por costes fijos, como el resto de conceptos que componen la retribución por costes variables. En este mismo sentido se ha pronunciado Endesa en las alegaciones a las actas de inspección.

Con fecha 6 de mayo de 2014 se dictó resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se exime a esta instalación de producción de la necesidad de resolución favorable de compatibilidad para la percepción del régimen retributivo adicional de acuerdo a lo dispuesto en la disposición transitoria primera de la Ley 17/2013, de 29 de octubre.

Por resolución de fecha 3 de mayo de 2016 de la Dirección General de Política Energética y Minas se estableció el valor reconocido de la inversión, la vida útil regulatoria, el valor unitario de garantía de potencia anual de los años 2006 al 2011, los valores de la anualidad de la retribución por inversión para los años 2012, 2013, 2014 y 2015 del grupo de generación Guía de Isora Gas 1 perteneciente al sistema eléctrico no peninsular de Canarias.

Mediante resolución de fecha 7 de octubre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, se han aprobado los datos técnicos y económicos de la instalación Guía de Isora, gas 1 (RO2-0215).

En el escrito de fecha 11 de octubre de 2016 el operador del sistema propone para el año 2014 la cuantía de 7.419.620,71 euros, 3.021.074,76 euros en concepto de retribución por costes variables excluidos los costes de los derechos de emisión y 4.398.545,95 euros de retribución por costes fijos.

Por otro lado, la CNMC indica que procede que se reconozca la cuantía de 1,958 M€ a la instalación de Ibiza 24, Turbina de gas número 6B (RO2-0208) en concepto de retribución por costes de inversión. A fecha de esta resolución se encuentra en tramitación el reconocimiento del valor de la inversión del citado grupo de generación por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas por lo que, hasta que dicho valor no sea reconocido, no procede aprobar ninguna cuantía por este concepto.

b) Costes de medidas de carácter temporal y extraordinario. De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria séptima.5 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, la CNMC 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 1.597.053,00 euros por los costes en los que han incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación.

c) Costes debidos a mezclas de combustibles. La CNMC propone que se reconozcan 13.322.966,00 euros por este concepto. Cuantía coincidente con lo solicitado por Endesa, S.A.

No obstante lo anterior, a la vista de las alegaciones de Endesa, S.A., de fecha 14 de octubre de 2016, se ha considerado que adicionalmente a la mezcla de combustibles de la central de Alcudia (incluida en la solicitud de noviembre 2015) deben reconocerse también el resto de mezclas de combustibles tal y como contempla el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en concreto, para el año 2014, el uso de un combustible en el proceso de arranque distinto al empleado durante el funcionamiento habitual y el flujo continuo de gasoil en algunos grupos bicomcombustible. Esta cantidad asciende a 2.470.471 euros, que se suma a los 13.322.966,00 euros propuestos por la CNMC.

d) Costes debidos a peajes de generación. La CNMC propone que se reconozcan 6.158.828,00 euros por este concepto. Cuantía coincidente con lo solicitado por Endesa, S.A.

e) Costes debidos a la financiación del operador del sistema. La CNMC propone que se reconozcan 1.589.733,00 euros por este concepto. Cuantía coincidente con lo solicitado por Endesa, S.A.

f) Costes de los tributos derivados de la Ley 15/2012. La CNMC propone que se reconozcan 189.850.839,00 euros por este concepto. Dicho importe es la suma de, por un lado, 162,931 M€ correspondientes al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica y, por otro lado, la cantidad de 26,920 M€ correspondientes a impuestos especiales sobre combustibles.

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.

## IV

Por otro lado, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia no ha tenido en cuenta en su propuesta los siguientes costes solicitados por Endesa y no incluidos en las liquidaciones finales del operador del sistema:

a) Costes de grupos pendientes de resolución de compatibilidad. Endesa, S.A., solicita el reconocimiento de 21,147 M€ 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 2014. En concreto, las instalaciones que se encuentran en esta situación son las turbinas de Gas Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19, pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias, respectivamente.

La Ley 17/2013, de 29 de octubre, establece que las instalaciones que a fecha 1 de marzo de 2013 contaban con autorización administrativa pero no estaban inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo requerirán, para tener derecho al régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios no peninsulares de resolución favorable de la Dirección General de Política Energética y Minas.

De acuerdo a lo establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, las solicitudes de resolución de compatibilidad presentadas al amparo de lo previsto en el apartado anterior serán tramitadas junto con las solicitudes que se presenten a 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, procedimiento que a fecha de esta resolución no ha sido iniciado. Por ello, estas centrales no pueden tener aún ningún tipo de retribución por las inversiones realizadas

Por otro lado, la disposición transitoria séptima.5 contempla que 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, consistirá, para el periodo definido en el párrafo 1, en el reconocimiento de los costes en que hayan incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación.

Con fecha 14 de octubre de 2016, Endesa S.A. ha aportado documentación que considera adecuada para acreditar que estos grupos eran necesarios por seguridad de suministro y que este hecho había sido reconocido tanto por los correspondientes gobiernos autonómicos como por el operador del sistema, por lo que procede reconocer los costes de las turbinas de Gas Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19, pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias, respectivamente.

Con fecha 18 de octubre de 2016 el citado operador ha presentado sendos informes para justificar la necesidad de los citados grupos para garantizar la seguridad de suministro en los sistemas eléctricos aislados dónde se han instalado. En dichos informes se concluye que sin la puesta en servicio de Ibiza Turbina de Gas número 7A y de Ibiza Turbina de Gas número 7B del sistema de Ibiza-Formentera y de Punta Grande 19 (Diésel 11) del sistema de Lanzarote, el índice de cobertura hubiera estado muy por debajo del fijado durante el periodo 1 de enero de 2012 a 31 de agosto de 2015. Añadiendo que, en ninguno de estos años se hubiera cumplido con la reserva necesaria para seguridad de la cobertura establecida en los procedimientos de operación de los territorios no peninsulares, comprometiendo con ello la capacidad del sistema para hacer frente a la cobertura de la demanda.

En virtud de lo anterior, procede el reconocimiento de los costes operativos en los que han incurrido estas centrales durante el año 2014, que han sido valorados por el operador del sistema en 15.870.882,00 euros adicionales a la liquidación efectuada por dicho operador.

b) Costes debidos a nuevas inversiones. Endesa solicita el reconocimiento de 27,281 M€ 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 este apartado 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 citado Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, 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, están condicionada 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 CNMC indica, como no podría ser de otra manera, que a fecha de esta resolución no procede reconocer coste adicional alguno por nuevas inversiones sobre grupos existentes.

Además de las cuantías adicionales anteriores valoradas por la Comisión, existen otras discrepancias con las cantidades liquidadas por el operador del sistema para el año 2014 puestas de manifiesto por Endesa S.A tanto en las actas de inspección como en el escrito de 15 de julio citado. Las discrepancias son las siguientes:

a) Retribución por coste de los derechos de emisión. Endesa, S.A., ha presentado alegaciones a las actas de inspección realizadas por la CNMC indicando que «Conforme al Real Decreto 738/2015, el coste del CO<sub>2</sub> (retribución por costes de derechos de emisión) se obtendrá como producto del precio medio de los derechos por las emisiones, calculadas éstas aplicando a la producción en barras de central (producción neta) los factores de emisión del Plan Nacional de Asignación (PNA) Sin embargo, estos factores de emisión fueron definidos en el PNA en base a la producción bruta (en bornes de alternador), por lo que se debe realizar una conversión de unidades para poder aplicar dichos factores a la producción neta (barras de central). De lo contrario, la formulación no sería consistente con las unidades implícitas en los factores y habría una pérdida para Endesa. Debe por ello recogerse este efecto, que ya ha sido comunicado al Ministerio».

Adicionalmente Endesa, S.A., indica en su escrito de alegaciones que el operador del sistema no ha incluido en sus liquidaciones los costes de los derechos de emisión de las turbinas de gas que funcionan con gas natural.

Efectivamente, el artículo 37 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece el método de cálculo de la retribución por costes de emisión a partir de la potencia en barras de central y los factores de emisión establecidos en el Plan Nacional de Asignación de

derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre.

En este sentido, la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero establece el procedimiento de asignación individualizada de derechos de emisión, que corresponde al Consejo de Ministros. En la notificación individualizada a los grupos de TG5 y TG6 de Ibiza firmada por la Directora General de la Oficina Española de Cambio Climático con fecha 9 de abril de 2013 se explica el procedimiento para la determinación de las emisiones y asignaciones y se indica que para el cálculo de las emisiones previstas se emplean los factores de emisión multiplicados por la energía bruta anual.

A la vista de lo anterior y como el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y los factores de emisión del Plan Nacional de Asignación están referidos a unidades distintas (la primera a la energía en barras de central y la segunda a la energía bruta), se debe de establecer una correlación entre las mismas.

Por otro lado, el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión no contempla la existencia de turbinas de gas funcionando con gas natural, motivo por el cual el operador del sistema no ha tenido en cuenta en sus liquidaciones la retribución de los costes de derecho de emisión de estas instalaciones.

En la citada notificación de 9 de abril de 2013 se establece el siguiente factor de emisión para las turbinas de gas que utilizan como combustible el gas natural, que no figura en el apartado 4.A.a del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión pero que ha sido el utilizado para la determinación la asignación individualizada de derechos de emisión, realizada por el Consejo de Ministros a los grupos TG5 y TG6 de Ibiza:

$$fie = 0,81 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \text{ (Turbina de Gas – Gas natural)}$$

De la información auditada aportada al Ministerio de Industria, Energía y Turismo con fecha 16 de agosto de 2016 por Endesa SA relativa a las emisiones de gases de efecto invernadero de los grupos localizados en los territorios no peninsulares para los años 2012, 2013, 2014 y 2015, se han extraído los factores de correlación entre energía bruta y energía neta para cada una de las tecnologías y combustibles, que son las siguientes:

	Producción medida en bornas del alternador /Producción medida en barras de central
Ciclo combinado gasóleo . . . . .	1,028
Ciclo combinado gas natural . . . . .	1,035
Turbinas de vapor de carbón . . . . .	1,102
Motores diesel . . . . .	1,054
Turbinas de vapor de fuel . . . . .	1,095
Turbina de gas (gasóleo) . . . . .	1,016
Turbina de gas (gas natural) . . . . .	1,038

En consecuencia, los factores de emisión de las instalaciones ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares referenciados a barras de central considerados son:

	fie (b.c) (tCO <sub>2</sub> /MWh)
CTCC (gasóleo) . . . . .	0,60
CTCC (gas natural) . . . . .	0,41
Carbón . . . . .	1,05
Motores diesel . . . . .	0,65
Central térmica vapor (FO). . . . .	0,90
Turbina de gas (gasóleo) . . . . .	1,12
Turbina gas (gas natural) . . . . .	0,84

Analizadas las discrepancias puestas de manifiesto por Endesa, S.A., y con el fin de poder valorar la cuantía que corresponde para el correcto reconocimiento de los costes por derechos de emisión de los grupos en los TNP, con fecha 30 de septiembre de 2016 se ha solicitado a REE que realice dichos cálculos teniendo en cuenta la información anterior para la aplicación de los factores de emisión para el cálculo de los costes de los derechos de emisión.

Con fecha 11 de octubre de 2016 el operador del sistema ha remitido escrito indicando la diferencia entre lo liquidado en concepto de retribución por costes de los derechos de emisión y la cuantía resultante tras utilizar los datos indicados en este apartado, resultando una cantidad de 4.632.753,14 euros correspondiente al año 2014 que debe reconocerse en la liquidación definitiva.

b) Liquidación de los costes de arranque. Endesa, S.A., ha presentado alegaciones a las actas de inspección realizadas por la CNMC indicando que existen discrepancias con la retribución de los arranques de los grupos de generación:

i. En relación a desacoplamiento debido a avería de los grupos. Endesa reclama que le sean reconocidos los costes de arranque por desacoplamiento forzado.

El artículo 33.2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que «La retribución por costes de arranque asociados al combustible se obtiene de multiplicar los valores unitarios de arranque de combustible de liquidación por el número de arranques del grupo, excluidos los arranques realizados por desacoplamiento debido a avería de los grupos».

En este punto, cabe decir que constituye un desacoplamiento por avería tanto el disparo fortuito de un grupo como el desacoplamiento forzado que impide cumplir el programa inicialmente asignado a un grupo como consecuencia de una avería sobrevenida y comunicada en tiempo real que requiere parada para mantenimiento correctivo. Y no, tal y como interpreta Endesa, S.A. que se excluirán sólo los disparos fortuitos.

El criterio de esta Dirección General es el utilizado por el operador del sistema en el despacho de producción considerando que el concepto de «desacoplamientos por avería» engloba cualquier desacoplamiento que impida a un grupo cumplir el programa asignado, y no únicamente los disparos fortuitos. Por lo tanto, no procede el reconocimiento de cuantía adicional por este concepto.

ii. Retribución de arranques para ejecución de pruebas. Endesa reclama que le sean reconocidos los arranques para ejecución de pruebas conforme a los citados artículos 33 y 35 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 31.6 del Real Decreto 738/2015: «La retribución por costes variables de funcionamiento en los periodos en que el grupo haya funcionado como consecuencia de circunstancias ajenas al resultado del despacho económico realizado por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en el artículo 60.3, y que no vengan derivadas del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa estatal, se realizará valorando la energía cedida a la red al precio horario de venta de la energía en el sistema aislado j, Phventa (j), definido en el Anexo I».

En virtud de lo anterior, 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 la propuesta de 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 y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2014 remitida a audiencia con fecha 13 de octubre de 2016 se concluía que este había sido el criterio que había utilizado el operador del sistema en el despacho de producción y por lo tanto, no procedía el reconocimiento de costes de arranque de grupos derivados de pruebas ajenas a la normativa estatal.

Con fecha 14 de octubre de 2016, Endesa ha presentado escrito de alegaciones a la citada propuesta de resolución indicando una relación de arranques que considera deben ser reconocidos. La justificación presentada no se puede considerar suficiente para reconocer dichos arranques.

iii. Costes de operación y mantenimiento asociados al arranque de ciclos combinados. Se han recalculado los costes de operación y mantenimiento asociados al arranque de los ciclos combinados durante el año 2014 conforme a lo establecido en el anexo XIV del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, previa petición al operador del sistema en fecha 17 de octubre de 2016, fijándose una cuantía de 2.227.654,00 euros adicionales a los reconocidos por dicho operador en sus liquidaciones.

## V

La liquidación-compensación definitiva se calcula para el año 2014 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.

Los ingresos netos obtenidos provisionalmente por estos generadores 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 (C6, C7 y C8) resulta ser de 740,355 M€.

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 CNMC, como órgano encargado de la liquidación, reconoció 732,094 M€, de extracoste por este concepto al grupo Endesa, S.A.

c) La compensación extrapeninsular a cargo de Presupuestos Generales del Estado (PGE). Endesa, S.A., ha percibido 732,686 M€ en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2014 por su producción en los territorios no peninsulares en dicho ejercicio.

En virtud de lo anterior, los ingresos netos totales recibidos por las instalaciones titularidad del grupo Endesa, S.A., en los territorios no peninsulares en el año 2014 alcanzan un total de 2.205,135 M€, todo ello de acuerdo con la documentación aportada por el operador del sistema y la que obra en poder de la CNMC.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, 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) Una vez obtenidas las medidas definitivas correspondientes a cada una de las liquidaciones horarias del despacho que a estos efectos lleva a cabo el operador del sistema, el órgano encargado de las liquidaciones elaborará una memoria con la propuesta de liquidación definitiva de conformidad con lo previsto en el artículo 3.2 b) del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, que será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas. La misma contemplará la determinación de la cuantía de la liquidación definitiva, ya sean a favor de los sujetos o de la Administración General del Estado.

A estos efectos, el órgano encargado de las liquidaciones podrá recabar tanto del operador del sistema como del resto de sujetos cuanta información sea precisa para la correcta verificación de los datos aportados.

b) La Dirección General de Política Energética y Minas, sobre la base de la memoria y propuesta de liquidación definitiva enviada por el órgano encargado de las liquidaciones, 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 con la finalidad de que la liquidación definitiva sea objeto de auditoría pública, con el alcance que se determine en el correspondiente Plan de Auditorías.

c) Una vez informado de forma favorable por la Intervención General en los términos indicados en el apartado anterior 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 a que se refiere el artículo 3.2.b) del citado real decreto.

Con fecha 13 de octubre se ha remitido a Endesa, S.A., propuesta de 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 y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2014 dando cumplimiento al trámite de audiencia previsto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

Con fecha 24 de enero de 2017 se remite a la Oficina Nacional de Auditoría la propuesta de resolución por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción correspondiente al ejercicio 2014 para los grupos de titularidad del grupo Endesa, a fin de realizar la auditoría pública establecida en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, habiéndose emitido informe definitivo en fecha 31 de marzo de 2017, y su posterior corrección de oficio en fecha 5 de mayo de 2017.

En su virtud, esta Dirección General de Política Energética y Minas ha resuelto:

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 2013:

a) De conformidad con lo establecido en la Orden IET/1149/2014, de 26 de junio, por la que se autoriza al Gobierno de la Comunidad Autónoma de las Illes Balears a adoptar las medidas necesarias para garantizar el suministro en la isla de Formentera y se acuerda el reconocimiento de los costes en los que se incurran, se reconocen 1.597.053,00 euros por la instalación de grupos de emergencia en dicha comunidad.

b) De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria séptima.5 se reconoce 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 para el año 2014 que asciende a 15.870.882,00 euros por los costes en que han incurrido los titulares de las centrales titularidad del grupo Endesa durante su explotación.

c) De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se aprueba la cuantía de 15.793.437,12 euros en concepto de costes debidos a mezclas de combustibles.

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 cuantía de 6.158.828,00 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. 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 a los pagos efectuados para la financiación del operador del sistema 1.589.733,00 euros.

f) 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 165.454.470,35 euros. Esta cuantía queda condicionada a la justificación previa de realización de pago en la Agencia Tributaria.

g) 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 26.920.312,00 euros correspondientes a impuestos especiales sobre combustibles.

h) Las cuantías definitivas de los costes de generación de liquidación del año 2014 para el grupo Guía de Isora Gas 1 cuyos parámetros no estaban aprobados en el momento de realización de las liquidaciones del despacho de producción que ascienden 7.419.620,71 euros.

Segundo.

Aprobar la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación del año 2014 para las centrales que tienen reconocido un régimen retributivo adicional de los grupos titularidad de Endesa, S.A., que asciende a:

Euros	Baleares GESA	Canarias UNELCO	Ceuta y Melilla ENDESA	Total Grupo ENDESA
Los costes de generación de liquidación Operador del Sistema. ....	550.099.177,63	1.456.621.373,56	109.249.996,23	2.115.970.547,42
Coste de medidas extraordinarias:				
Grupos electrógenos. ....	1.597.053,00			1.597.053,00
Ibiza 25, Ibiza 26 y punta grande 19. ....	13.842.762,00	2028120		15.870.882,00
Mezclas de combustibles. ....	14.204.742,85	1.302.331,80	286.362,47	15.793.437,12
Peajes de generación. ....	1.965.427,00	3.973.223,00	220.178,00	6.158.828,00
Financiación del Operador del Sistema.....	714.005,00	823.031,00	52.697,00	1.589.733,00
Impuesto sobre el valor de la producción (*). ....	46.242.501,70	110.941.213,47	8.270.755,19	165.454.470,35
Impuestos especiales. ....	26.920.312,00			26.920.312,00
Diferencial retribución por coste de los derechos de emisión.....	2.695.895,95	1.863.200,55	73.656,64	4.632.753,14
Arranques ciclos combinados. ....	2.325.290,00	-97.636,00		2.227.654,00
Costes de grupos pendientes de parámetros. Guía de Isora.....		7.419.620,71		7.419.620,71
Total importes a añadir al cálculo del O.S.....	110.507.989,49	128.253.104,52	8.903.649,30	247.664.743,31
Costes de generación definitivos a reconocer ENDESA. ....	660.607.167	1.584.874.478	118.153.646	2.363.635.291

(\*) 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 2014 de los grupos titularidad de Endesa, S.A., 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. . . . .	660.607.167	1.584.874.478	118.153.646	2.363.635.291
Ingresos por ventas de energía del despacho de generación. . .	252.651.665	463.758.662	23.944.792	740.355.120
Extracoste ENDESA. . . . .	407.955.502	1.121.115.816	94.208.853	1.623.280.171
Extracoste Endesa con cargo al sistema eléctrico. . . . .	203.977.751	560.557.908	47.104.427	811.640.085
Extracoste Endesa con cargo a PGE. . . . .	203.977.751	560.557.908	47.104.427	811.640.085

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, S.A., para el año 2014, 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. . . . .	203.977.750,93	560.557.908,00	47.104.426,55	811.640.085,48
Liquidaciones de actividades reguladas realizadas. . . . .	155.187.876,61	529.637.163,95	47.268.463,60	732.093.504,16
Cuantía pendiente cobro sistema eléctrico. . . . .	48.789.874,32	30.920.744,05	-164.037,05	79.546.581,32

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, S.A., para el año 2014, desagregadas de acuerdo con el cuadro siguiente:

Euros	Baleares GESA	Canarias UNELCO	Ceuta y Melilla ENDESA	Total grupo ENDESA
Extracoste con cargo a PGE. . . . .	203.977.750,93	560.557.908,00	47.104.426,55	811.640.085,48
Liquidaciones con cargo PGE 2014 realizadas a Endesa. . . . .	155.298.378,37	530.110.453,13	47.277.663,84	732.686.495,34
Cuantía pendiente cobro con cargo PGE. . . . .	48.679.372,56	30.447.454,87	-173.237,29	78.953.590,14

Sexto.

Las cuantías por retribución por costes de inversión, tanto de grupos nuevos como de grupos existentes, que eventualmente pudieran reconocerse 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 regulada en la disposición transitoria primera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y, en su caso, la retribución por costes de inversión correspondientes al año 2014 del grupo Ibiza 24 Turbina de gas número 6B (RO2-0208), 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.

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, 30 de junio de 2017.–La Directora General de Política Energética y Minas, María Teresa Baquedano Martín.