

**ACUERDO POR EL QUE SE APRUEBA LA MEMORIA ACREDITATIVA PARA LA PREVISIÓN DE LA COMPENSACIÓN PRESUPUESTARIA DE LOS EXTRACOSTES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES EN EL EJERCICIO 2021.**

**Expediente nº: INF/DE/048/20**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D.<sup>a</sup> María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

**Secretario**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 9 de junio de 2020

La Sala de Supervisión Regulatoria, según lo previsto en el artículo 3.2 del 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, en el ejercicio de las funciones que le atribuye el artículo 5.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, y en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba su Estatuto Orgánico, acuerda emitir el siguiente informe:

**1. ANTECEDENTES**

El apartado 1 del artículo 3<sup>1</sup> del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto<sup>2</sup> (RD 680/2014) establece que «*el Ministerio de Industria, Energía y Turismo [hoy*

---

<sup>1</sup> Dicho artículo 3 trata del 'Procedimiento para la determinación de la cuantía de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares'.

<sup>2</sup> 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.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)] *realizará la previsión de la compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP) que será sufragada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE).*»

Para ello, el apartado 2 del antedicho artículo 3 dispone que «[...] el órgano encargado de las liquidaciones, sobre la base de la previsión facilitada por el operador del sistema [...], remitirá al MINETAD [hoy MITERD] una memoria en la que se documente la estimación de la cuantificación de la compensación calculada de acuerdo con los siguientes criterios: a) La compensación prevista por el extracoste de la actividad de producción [...] en el ejercicio siguiente se realizará considerando las previsiones mensuales de liquidaciones del despacho de estos sistemas; b) La desviación definitiva entre el extracoste en que efectivamente se ha incurrido en un ejercicio y la previsión que fue utilizada [...], cuantificada con carácter definitivo por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) por la que se apruebe la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste [...], todo ello correspondiente al primero de los ejercicios que se encuentren pendientes de liquidar definitivamente.»

El apartado 3 del repetido artículo 3 dispone que «La información será remitida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo [hoy MITERD] a la Dirección General de Presupuestos del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas [hoy Ministerio de Hacienda] antes del 15 de junio de cada ejercicio.»

Asimismo, el RD 680/2014 desarrolla el mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares, así como su procedimiento de liquidación, en tanto que la cuantía para la compensación del extracoste con cargo al sistema eléctrico se liquida de acuerdo con lo establecido en el artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones') del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio<sup>3</sup> (RD 738/2015).

En consecuencia, la compensación prevista a los efectos de esta memoria acreditativa se circunscribe al 50 por ciento de los costes de generación financiados con cargo a los PGE derivados de la producción de energía eléctrica en los sistemas aislados de los TNP a partir de instalaciones de la categoría A<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> Según el artículo 2.a): «Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.»

y la categoría B<sup>5</sup> del artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del RD 738/2015, de acuerdo con lo establecido en el artículo 13<sup>6</sup> y en la disposición adicional decimoquinta<sup>7</sup> de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico (LSE), así como en la disposición adicional tercera<sup>8</sup> de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre<sup>9</sup>, respectivamente.

De acuerdo con lo dispuesto en la normativa anteriormente expuesta, a esta cantidad habría que restarle la desviación definitiva entre el extracoste con cargo a PGE en que efectivamente se incurrió en el ejercicio 2015<sup>10</sup> y la previsión que fue utilizada como base de la compensación entregada a cuenta en dicho ejercicio, cuantificada con carácter definitivo por resoluciones de la DGPEM a los grupos de generación titularidad del grupo ENDESA, S.A. y las instalaciones Cogeneración de Tenerife, S.A.U. y Gorona del Viento El Hierro, S.A.

No obstante lo anterior, cabe indicar que, a la fecha de redacción de este informe, está pendiente la aprobación por resolución de la DGPEM de la cuantía definitiva

---

<sup>5</sup> Según el artículo 2.b): «Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior [esto es, las de la ‘categoría A’] que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.»

<sup>6</sup> El artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico contempla en su apartado 2.d), entre las fuentes de los ingresos del sistema eléctrico, «las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado destinadas a cubrir, entre otros, las cuantías que se determinen correspondientes [...] al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional». Más adelante, en el apartado 3.c) del propio artículo 13, cita la retribución de dicho «extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional» entre los costes del sistema eléctrico.

<sup>7</sup> La Disposición adicional decimoquinta (‘Financiación del extracoste de la actividad de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares’) de la Ley del Sector Eléctrico establece que, desde el 1 de enero de 2014, el 50 por ciento de los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los TNP será financiado con cargo a los PGE. El último inciso de la citada disposición establece la complementariedad de las dos fuentes de financiación —PGE e ingresos propios del sistema eléctrico, respectivamente— cuando determina que «en todo caso el sistema de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de la liquidación actuará como mecanismo de financiación subsidiario, teniendo, sólo a estos efectos, la naturaleza de costes del sistema eléctrico.»

<sup>8</sup> La disposición adicional tercera de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, establece, de conformidad con lo previsto en el RD 738/2015, que el extracoste de la actividad de producción en los TNP incorpore, además del régimen retributivo adicional, las cuantías correspondientes al régimen retributivo específico para las instalaciones con derecho a la percepción del mismo ubicadas en dichos territorios.

<sup>9</sup> Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.

<sup>10</sup> El 2015 es el último año cerrado definitivamente por esta Comisión a la fecha de elaboración de este informe.

de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los TNP del ejercicio 2015 en adelante.

## **2. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN ADICIONAL FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2021 DE INSTALACIONES `CATEGORÍA A`.**

A la fecha de redacción de este informe, las instalaciones encuadradas en la 'categoría A' se corresponden con los grupos de producción térmica convencional a partir de combustibles fósiles, más la instalación hidro-eólica de Gorona del Viento, en aplicación de lo establecido en las disposiciones transitorias quinta ('Régimen transitorio para determinadas instalaciones de producción categoría A'), sexta ('Regímenes retributivos de instalaciones con autorización de explotación definitiva de fecha anterior al 1 de enero de 2012 solicitados con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto') y undécima ('Regímenes retributivos otorgados con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto') del citado RD 738/2015.

### **2.1 Previsión de la producción.**

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A' en barras de central (b.c) en los TNP durante el año 2021 se estima en 11.288 GWh — correspondiéndole 3.804 GW a Baleares, 7.088 GW a Canarias y 396 GW a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla—. Esta previsión contemplaría la recuperación de la mitad de la demanda perdida en 2020 como consecuencia del impacto derivado de la pandemia del coronavirus (COVID-19), así como aspectos derivados de la necesidad urgente de avanzar hacia la transición energética energética:

- En lo que se refiere a Baleares, no se han considerado los grupos de carbón 1 y 2 de la central de Alcudia —titularidad de Gas y Electricidad Generación S.A.U (GESA)— puesto que, con fecha 27 de marzo de 2019, estos grupos fueron autorizados por la Consejería de Territorio, Energía y Movilidad de la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares a su cierre a partir del 1 de enero de 2020. Adicionalmente, se ha considerado que los grupos 4 y 5 de dicha central funcionarán hasta un máximo de 1.500 horas durante 2021.
- En cuanto a Canarias, no se han considerado los grupos diésel 1, 2 y 3 de las centrales térmicas de Jinámar y Candelaria, así como la turbina de gas 3 de esta última, debido a la indisponibilidad indefinida comunicada por sus propietarios en el contexto de la Directiva 2019/75/UE, de 24 de noviembre de 2010<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Directiva de 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación).

Tampoco se ha considerado la instalación de cogeneración de la empresa Cogeneración de Tenerife, S.A.U. debido a que el propietario ha comunicado su indisponibilidad por parada de la refinería hasta el 31 de diciembre de 2020.

La precita previsión de producción supondría un descenso en conjunto del 4,13% respecto al valor previsto para el cierre del ejercicio 2020 (11.774 GWh) de acuerdo con la información facilitada por el Operador del Sistema (OS) a esta CNMC en el marco de la *‘Solicitud de Datos por parte de la DGPEM para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán los costes del sistema eléctrico para 2020’ [INF/DE/149/19]* en septiembre de 2019, la cual, al haber sido proporcionada con anterioridad a la pandemia derivada del COVID-19 no tenía en cuenta los efectos derivados de la misma.

## **2.2 Previsión de los Costes de generación.**

Los costes totales de generación de las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP durante 2021 se estiman en 1.686.302 miles de euros; esta cantidad es la suma de 412.364 miles de euros en concepto de costes fijos y 1.273.937 miles de euros en concepto de costes variables para dicho año.

### *Costes fijos*

La retribución por costes fijos para el año 2021 se estima en 412.364 miles de euros. Es aquella que cubre los costes de inversión (retribución por amortización y la retribución financiera) y los costes de operación y mantenimiento fijos (costes de personal, costes de mantenimiento y conservación, costes de seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación).

La retribución por costes de operación y mantenimiento fijos está ligada al índice de disponibilidad de los grupos; en efecto, para cada grupo de generación y periodo anual, se calcula como el mínimo de entre dos valores, a saber: la anualidad de la retribución fija, de un lado, y la suma en cada una de las horas del año de la retribución horaria unitaria por costes fijos (expresada en €/MW) multiplicada por la potencia disponible (en MW), de otro.

La potencia disponible de cada grupo en cada hora vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta del grupo, según consta en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del MITERD, y la potencia indisponible en dicha hora, establecida por el OS de acuerdo con lo previsto en la normativa de aplicación.

La previsión de costes fijos del ejercicio 2021 se asienta en los valores de liquidaciones para los tres primeros meses del año 2020 disponibles a fecha de

redacción de este informe y de las previsiones efectuadas por REE para los meses de abril a diciembre<sup>12</sup>, los cuales contemplan la actualización de los parámetros retributivos<sup>13</sup> y la tasa de retribución financiera a que hace referencia el artículo 21 del RD 738/2015 para el siguiente periodo regulatorio 2020-2025.

### *Costes variables*

La retribución por costes variables para el año 2021 se estima en 1.273.937 miles de euros, calculada como la suma de:

- Por un lado, los costes variables de generación 1.151.853 miles de euros, calculados a su vez escalando los referidos costes reconocidos en cada sistema en el ejercicio 2020 a la producción estimada por la CNMC para 2021 en cada uno de ellos.

Adicionalmente, en el cálculo de estos costes se ha tenido en cuenta: i) las proyecciones de los precios de los combustibles para el año 2021 que prevén entidades tales como: la Agencia Internacional de Energía (AIE), Morgan Stanley, Goldman Sachs, el banco suizo UBS, etc. y ii) el descenso moderado del precio de los derechos de emisión<sup>14</sup> para el ejercicio 2021, el cual ascendería a de 20,46 €/tCO<sub>2</sub> de acuerdo con el mercado de futuros de la plataforma *European Energy Exchange* (EEX).

La partida más importante de los costes variables de generación es el coste reconocido a los combustibles; sus valores son fijados mediante Resolución de la DGPEM. Las Resoluciones de 26 de febrero de 2020<sup>15</sup> y 21 de junio de 2019<sup>16</sup> establecen los últimos precios reconocidos de combustibles en los

---

<sup>12</sup> Informes de análisis de la cobertura de la demanda para el periodo abril 2020-marzo 2021 para las Baleares, Canarias y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

<sup>13</sup> 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.

<sup>14</sup> La retribución por costes de los derechos de emisión queda establecida por el artículo 37 del repetido RD 738/2015, según el cual la DGPEM aprobará «*el precio de los derechos de emisión de liquidación, que se calculará anualmente como la media del precio diario de las subastas de dichos derechos en el mercado secundario de derechos de emisión de la plataforma Común celebradas en el año para el que se efectúa la liquidación.*» El precio de los derechos de emisión de liquidación para el año 2019 en los TNP fue fijado en 24,84 €/tCO<sub>2</sub> mediante Resolución de 18 de febrero de 2020 de la DGPEM (BOE de 29 de febrero).

<sup>15</sup> Resolución de 26 de febrero de 2020, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto e impuestos especiales aplicables a la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil a aplicar en la liquidación del segundo semestre de 2019.

<sup>16</sup> Resolución de 21 de junio de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del primer y segundo semestre

TNP para los combustibles distintos del gas natural en el segundo semestre de 2019 y para el gas natural en el primer y segundo semestre de 2018, respectivamente. Estos precios son los que aplican provisionalmente para el año 2020 y siguientes de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición transitoria tercera ('Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5')<sup>17</sup> del RD 738/2015.

- Por otro lado, los pagos para la financiación del OS, el impuesto especial sobre el carbón y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7%, conceptos que conjuntamente ascenderían a 122.084 miles de euros, todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 ('Retribución por otros costes operativos')<sup>18</sup>.

No se ha tenido en cuenta el coste variable por peajes de generación (0,5 EUR/MWh) que establecía la disposición adicional tercera del Real Decreto 1544/2011 de 31 octubre<sup>19</sup>, puesto que el mismo ha sido derogado por el artículo 2.2. a) de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC<sup>20</sup>.

### 2.3 Previsión de la retribución adicional.

La retribución adicional de la actividad de producción en los TNP prevista para 2021 asciende a 1.155.587 miles de euros, lo cuales se desglosan por sistemas en 300.863 miles de euros correspondientes a Baleares, 783.810 miles de euros a Canarias y 70.914 miles de euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Dicha compensación se calcula como la diferencia entre los costes de generación, 1.686.302 miles de euros, resultado de sumar las retribuciones por costes fijos y

---

de 2018 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

<sup>17</sup> En efecto, el apartado 6 de la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015, establece que: «El precio de producto a efectos de despacho de producción de la hulla, Fuel Oil BIA (1 por ciento), Fuel Oil BIA (0,3 por ciento), Fuel Oil BIA 0,73%, Diésel Oil y Gasoil 0,1% será el último valor publicado para cada territorio no peninsular y se obtendrá según lo indicado en esta disposición. Para el combustible gas natural, el precio de combustible a efectos de despacho será el 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.»

<sup>18</sup> Según el artículo 36 del RD 738/2015 «La retribución por otros costes operativos 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. [...]»

<sup>19</sup> Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

<sup>20</sup> Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

costes variables, menos los ingresos en concepto de liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 530.715 miles de euros.

El PMP estimado para 2021 es igual a 40,40 €/MWh, el cual se corresponde con el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación año 2021 de fecha 19 de mayo de 2020. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2019, lo cual da lugar a precios de 48,67 €/MWh en Baleares, 46,15 €/MWh en Canarias y 46,57 €/MWh en Ceuta y Melilla.

Precio estimado TNP 2021					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Pagos efectuados a PMP por OS en 2019	miles €	201.965	407.642	22.330	631.937
Promedio del pago efectuado 01/01/2019- 31/12/2019	€/MWh	57,44	54,47	54,97	55,40
PMP medio 01/01/2019 - 31/12/2019	€/MWh	47,68	47,68	47,68	47,68
Factor apuntamiento Península. - TNP	%	1,20	1,14	1,15	1,16
<b>PMP estimado con apuntamiento TNP, 2021</b>	<b>€/MWh</b>	<b>48,67</b>	<b>46,15</b>	<b>46,57</b>	<b>46,94</b>

Según lo anterior, y de acuerdo con lo dispuesto en la citada Disposición adicional decimoquinta de la LSE y en el artículo 72 del RD 738/2015, el 50 por ciento de la referida compensación prevista que es objeto de ser financiada con cargo a los PGE del ejercicio 2021 es igual a 577.794 miles de euros.

El desglose por subsistemas de la antedicha cantidad se incluye en la tabla que se muestra a continuación:

2021

Concepto	Unidades	BALEARES	CANARIAS	Ceuta y Melilla	TOTAL
<b>Previsión producción en b.c.</b>	<b>GWh</b>	<b>3.804</b>	<b>7.088</b>	<b>396</b>	<b>11.288</b>
<b>Coste generación TNP (A)</b>	<b>miles €</b>	<b>485.989</b>	<b>1.110.956</b>	<b>89.357</b>	<b>1.686.302</b>
Retribución costes fijos	miles €	162.373	213.615	36.376	412.364
Retribución costes variables	miles €	323.616	897.341	52.981	1.273.937
Costes variables de generación	miles €	286.922	818.333	46.598	1.151.853
Financiación OS	miles €	666	1.241	128	2.035
Impuestos especiales	miles €	2.009			2.009
Impuesto a la producción (7%)	miles €	34.019	77.767	6.255	118.041
<b>Ingresos obtenidos en despacho OS (B)</b>	<b>miles €</b>	<b>185.126</b>	<b>327.146</b>	<b>18.443</b>	<b>530.715</b>
<b>Retribución adicional TNP (A) - (B)</b>	<b>miles €</b>	<b>300.863</b>	<b>783.810</b>	<b>70.914</b>	<b>1.155.587</b>
Financiada con cargo a PGE	miles €	150.432	391.905	35.457	577.794
Financiada con cargo al sector eléctrico	miles €	150.432	391.905	35.457	577.794

### 3. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN ESPECIFICA FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2021 DE INSTALACIONES 'CATEGORÍA B'.

En este apartado se estima el extracoste de generación derivado de la producción a partir de instalaciones de la 'categoría B en los TNP', de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del RD 738/2015,



para el ejercicio 2021, de conformidad con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre.

Según la última información disponible en la CNMC, la estimación de la retribución específica de las antedichas instalaciones en el ejercicio 2021 alcanzaría los 154.862 miles de euros. El 50% del total (77.431 miles de euros) sería financiado con cargo a PGE.

#### **4. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN TOTAL FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2021.**

La previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en 2021, según la cual el 50 por ciento de los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares a ser financiado con cargo a los PGE de dicho ejercicio asciende a 655.225 miles de euros, correspondiéndole 77.431 miles de euros a la retribución específica y el resto a la adicional.

A esta previsión de compensación presupuestaria habría que descontarle la desviación entre el extracoste definitivo reconocido con cargo a PGE de 2015 y la correspondiente previsión utilizada en su día respecto al mismo, según lo previsto en el artículo 3.2.b) del RD 680/2014, cuantificada con carácter definitivo mediante las correspondientes resoluciones de la DGPEM.

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

#### **ACUERDA**

Aprobar esta Memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en 2021, según la cual el 50 por ciento de los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en dichos sistemas a ser financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2021 ascendería a 655.225 miles de euros.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 3 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, y una vez publicada la resolución de la DGPEM por la que 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 2015, la desviación entre dicha cuantía definitiva y las cantidades entregadas a cuenta con cargo a PGE en el ejercicio 2015 podría ser detraída de la previsión anteriormente indicada.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.