

# **INFORME 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 DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES EN EL EJERCICIO 2025.**

(INF/DE/062/24)

## **CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

### **Presidenta**

D.<sup>a</sup> Pilar Sánchez Núñez

### **Consejeros**

D. Josep Maria Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

### **Secretario**

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 13 de junio de 2024

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, la Sala de Supervisión Regulatoria resuelve aprobar el siguiente informe:

## I. 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 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 [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 [que] 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 [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')

---

<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.

del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio<sup>3</sup> (RD 738/2015); en particular, y en lo que se refiere al mecanismo de control de las desviaciones definitivas de la compensación presupuestaria de años anteriores, el artículo 5.3 del RD 680/2014 establece que aquellas que resulten a favor del Estado *«serán liquidadas conjuntamente con la parte correspondiente al extracoste de la actividad de producción consignada en los Presupuestos Generales del Estado correspondiente al ejercicio presupuestario»*.

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> 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 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre<sup>7</sup>, (LSE), así como en la disposición adicional tercera<sup>8</sup> de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, respectivamente.

---

<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.»*

<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> Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

<sup>8</sup> La disposición adicional tercera de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017, 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 su percepción ubicadas en dichos territorios.

De otro lado, se indica que la desviación definitiva entre el extracoste con cargo a PGE en que efectivamente se incurrió en los ejercicios 2017 y 2018<sup>9</sup> y la previsión que fue utilizada como base de la compensación entregada a cuenta en dichos ejercicios, cuantificada con carácter definitivo por resoluciones de la DGPEM<sup>10</sup> 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, así como aquellas con derecho a percibir régimen retributivo específico (RRE), ascendió a un total 80.117.174,92 euros<sup>11</sup>. En cumplimiento de lo dispuesto en la referida disposición adicional decimoquinta<sup>12</sup> de la LSE, en la redacción dada por la disposición final décimo séptima del Real Decreto- ley

---

<sup>9</sup> A fecha de redacción de este informe, está pendiente de aprobación la resolución de la DGPEM por las que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación de las instalaciones con régimen retributivo adicional y de las instalaciones con régimen retributivo específico, así como el extracoste de la actividad de producción del ejercicio 2020 en los TNP.

<sup>10</sup> Resoluciones de 4 de octubre de 2022 y 18 de julio de 2023, de la DGPEM, por la que se aprueban las cuantías definitivas de los costes de generación de liquidación...

- ... de las instalaciones con régimen retributivo adicional y de las instalaciones con régimen retributivo específico, así como el extracoste de la actividad de producción correspondientes a los ejercicios 2017 y 2018, en los territorios no peninsulares;
- ... del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares para los grupos titularidad del Grupo Endesa correspondiente a los ejercicios 2017 y 2018;
- ... del extracoste de la actividad de producción de la instalación Gorona del Viento (RO2-0214) correspondiente a los ejercicios 2017 y 2018;
- ... y del extracoste de la actividad de producción de la instalación de COTESA (RO2-0205) correspondiente a los ejercicios 2017 y 2018.

<sup>11</sup> Esta cantidad se corresponde con la suma de 69.573.620,79 euros y 10.543.554,13 euros relativos a la desviación del extracoste reconocido y la compensación a cuenta de PGE en los ejercicios 2017 y 2018, respectivamente. [Las diferencias de 3 y 5 céntimos respecto a los importes establecidos en las Resoluciones de 4 de octubre de 2022 y 18 de julio de 2023 se deben a redondeos en el cálculo].

<sup>12</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 LSE 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. Asimismo, se reconocerán con cargo a PGE 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 TNP. 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.»*

6/2022, de 29 de marzo<sup>13</sup> (RDL 6/2022), el rendimiento económico obtenido por la precitada desviación definitiva en la cuenta con destino específico compensaciones extrapeninsulares de la CNMC, asciende, a fecha de redacción de este informe, a un total de 4.135.368,79 euros<sup>14</sup>.

Tomando como base las previsiones normativas contenidas en el Real Decreto 680/2014 (que, al respecto de las desviaciones presupuestarias definitivas de ejercicios anteriores, habilitaría a la CNMC para liquidar las mismas junto a la compensación consignada en los PGE correspondiente al ejercicio presupuestario), y teniendo en cuenta que, en ausencia de PGE 2024, se está a la espera de la habilitación de los correspondientes créditos presupuestarios para atender la liquidación de los derechos de cobro establecidos en la Resolución de 18 de julio de 2023, de la DGPEM<sup>15</sup> (Cierre 2019 TNP), así como para hacer frente a las necesidades de financiación del extracoste del ejercicio 2024 —actualmente están prorrogados los 645 M€ de 2023, si bien la Orden de cargos de 2024, TED/113/2024, fijó en 921 M€ la compensación del extracoste con cargo al SE para 2024—, se estima procedente, por precedencia cronológica, no descontar el remanente de los ejercicios 2017 y 2018 (como tampoco los correspondientes intereses generados) de la previsión presupuestaria de la compensación 2025 objeto de este informe, con objeto de aplicarlos, conforme corresponda, a ejercicios anteriores a 2025.

---

<sup>13</sup> Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.

<sup>14</sup> Este importe se corresponde con la suma de 2.082.118,14 euros y 2.053.250,65 euros, rendimiento económico obtenido en la cuenta CNMC por la desviación definitiva en la cuenta con destino específico compensaciones extrapeninsulares de la CNMC en los ejercicios 2017 y 2018, respectivamente.

<sup>15</sup> Resolución de 18 de julio de 2023, de la DGPEM, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación...

- ... de las instalaciones con régimen retributivo adicional y de las instalaciones con régimen retributivo específico, así como el extracoste de la actividad de producción correspondientes al ejercicio 2019, en los territorios no peninsulares.
- ... y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares para los grupos titularidad del Grupo Endesa correspondiente al ejercicio 2019.
- ... y del extracoste de la actividad de producción de la instalación Gorona del Viento (RO2-0214) correspondiente al ejercicio 2019.
- ... y del extracoste de la actividad de producción de la instalación de COTESA (RO2-0205) correspondiente al ejercicio 2019.

## **II. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN ADICIONAL FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2025 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.

### **Primero. 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 2025 se estima en 9.801 GWh —correspondiéndole 3.207 GWh a Baleares, 6.219 GWh a Canarias y 375 GWh a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla—; esta previsión ha sido determinada en coherencia con las previsiones de la CNMC de la demanda en b.c. para dicho ejercicio, así como con la cobertura de la demanda estimada por el OS para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos del año precedente incrementada en un 25 por ciento y la misma utilización del cable Península – Baleares para dicho año.

Adicionalmente, esta previsión contemplaría, entre otros, los siguientes aspectos:

- En lo que se refiere a Baleares, se han considerado las limitaciones de horas máximas de funcionamiento para el ejercicio 2025 de determinados grupos de las centrales de Alcúdia, Ibiza y Mahón<sup>16</sup>—titularidad de Gas y Electricidad Generación S.A.U (GESA)—.

---

<sup>16</sup> Grupos de carbón 3 y 4 y turbinas 1 y 2 de la central de Alcúdia II, turbinas 1, 2, 3 y 4 y grupos Burmeister 8 y 9 de la central de Ibiza y turbina 2 y grupos Burmeister 1, 2 y 3 de la central de Mahón.

- En cuanto a Canarias, no se ha considerado la instalación de cogeneración de la empresa Cogeneración de Tenerife, S.A.U —ante el cierre de la refinería asociada—, así como tampoco aquellos grupos declarados indisponibles con carácter indefinido por no poder cumplir con las exigencias medioambientales que establece, entre otras normas, la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre de 2010<sup>17</sup>.

La referida previsión de producción supondría un descenso en conjunto del 5,32% respecto al valor previsto para el cierre del ejercicio 2024 (10.352 GWh) en el marco del informe *‘Acuerdo por el que se remite a la DGPEM datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2024’* [INF/DE/455/23]<sup>18</sup> aprobado por esta Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 30 de noviembre de 2023. Esta caída de la producción de las instalaciones ‘categoría A’ será compensada fundamentalmente por un incremento de la producción de las instalaciones ‘categoría B’ en el ejercicio 2025, —que supondrá primordialmente un consumo menor del gas natural en este archipiélago—. En el caso del sistema balear, se prevé idéntica programación del cable Península – Baleares que en el ejercicio 2024.

## Segundo. Previsión de los Costes de generación

Los costes totales de generación de las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP durante 2025 se estiman en 1.858.201 miles de euros; esta cantidad es la suma de 357.662 miles de euros en concepto de costes fijos y 1.500.539 miles de euros en concepto de costes variables para dicho año.

### A. Costes fijos

La retribución por costes fijos para el año 2025 se estima en 357.662 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

---

<sup>17</sup> Grupos 8 y 9 (vapor 4 y 5) de la central de Jinámar y los grupos 9 y 10 (vapor 5 y 6) de la central de Candelaria.

<sup>18</sup> <https://www.cnmc.es/expedientes/infde45523>

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 2025 se asienta en los valores de liquidaciones para los cuatro primeros meses del año 2024 disponibles a la fecha de redacción de este informe, y en las previsiones efectuadas por REE para los meses de mayo a diciembre de dicho año.

## B. Costes variables

La retribución por costes variables para el año 2025 se estima en 1.500.539 miles de euros, calculada como la suma de:

- Por un lado, los costes variables de generación 1.369.270 miles de euros, calculados a su vez escalando los referidos costes previstos en cada sistema en el ejercicio 2024 a la producción estimada por la CNMC para 2025 en cada uno de ellos.

Adicionalmente, en el cálculo de estos costes se ha tenido en cuenta: i) las proyecciones de los precios del gas natural y del barril de petróleo Brent — este último como representativo de los hidrocarburos líquidos— para el año 2025 a fechas 16 de mayo de 2024, una vez obtenida la proporción que los costes variables de estos combustibles representan en los costes variables de generación de cada sistema eléctrico de los TNP Y ii) el descenso del precio de los derechos de emisión<sup>19</sup> para el ejercicio 2025, el cual ascendería a 72,75 €/tCO<sub>2</sub> de acuerdo con el mercado de futuros de la plataforma European Energy Exchange (EEX) de fecha 16 de mayo de 2024.

---

<sup>19</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 2023 en los TNP fue fijado en 83,863 €/tCO<sub>2</sub> mediante Resolución de 27 de febrero de 2024 de la DGPEM (BOE de 11 de marzo).

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 21 de septiembre de 2023<sup>20</sup> y 28 de febrero de 2024<sup>21</sup> establecen los últimos precios reconocidos de combustibles en los TNP para los combustibles distintos del gas natural en el primer y segundo semestre de 2023, respectivamente y la Resolución de 7 de junio de 2023<sup>22</sup> para el gas natural en el primer y segundo semestre de 2022. Estos precios son los que aplican provisionalmente para el año 2024 y siguientes de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria segunda ('Precios de combustibles y poder calorífico inferior hasta la resolución de la primera subasta de combustible) de la Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre<sup>23</sup>.

- Por otro lado, los pagos para la financiación del OS y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7%, conceptos que conjuntamente ascenderían a 131.269 miles de euros, todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 ('Retribución por otros costes operativos')<sup>24</sup>.

---

<sup>20</sup> Resolución de 21 de septiembre de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diésel oil, gasoil, y hulla en el primer semestre del año 2023 a aplicar en la liquidación de dicho período de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

<sup>21</sup> Resolución de 28 de febrero de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diésel oil, gasoil y hulla en el segundo semestre del año 2023 a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

<sup>22</sup> Resolución de 7 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del combustible gas natural del año 2022 a aplicar en la liquidación de dicho ejercicio de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

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

<sup>24</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. [...]*»

### Tercero. Previsión de la retribución adicional.

La retribución adicional de la actividad de producción en los TNP prevista para 2025 asciende a 1.026.593 miles de euros, los cuales se desglosan por sistemas en 134.444 miles de euros correspondientes a Baleares, 824.964 miles de euros a Canarias y 67.186 miles de euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Dicha compensación se calcula como la diferencia entre los costes totales de generación, 1.858.201 miles de euros, resultado de sumar las retribuciones por costes fijos y costes variables, menos los ingresos en concepto de liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 831.608 miles de euros.

El PMP estimado para 2025 es igual a 66,70 €/MWh, el cual se corresponde con el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación año 2025 de fecha 16 de mayo de 2024. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2023, lo cual da lugar a precios de 88,40 €/MWh en Baleares, 83,30 €/MWh en Canarias y 80,18 €/MWh en Ceuta y Melilla.

<b>Precio estimado TNP 2025</b>					
<b>Conceptos</b>	<b>Unidades</b>	<b>BALEARES</b>	<b>CANARIAS</b>	<b>C&amp;M</b>	<b>TOTAL</b>
Pagos efectuados a PMP por OS en 2023	miles €	451.520	772.526	39.500	1.263.546
Promedio del pago efectuado 01/01/2023- 31/12/2023	€/MWh	115,32	108,66	104,59	110,81
PMP medio 01/01/2023 - 31/12/2023	€/MWh	87,01	87,01	87,01	87,01
Factor apuntamiento Península. - TNP	%	1,33	1,25	1,20	1,27
<b>PMP estimado TNP, 2025</b>	<b>€/MWh</b>	<b>88,40</b>	<b>83,30</b>	<b>80,18</b>	<b>84,95</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 2025, es igual a 513.296 miles de euros.

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

2025

Concepto	Unidades	BALEARES	CANARIAS	Ceuta y Melilla	TOTAL
<b>Previsión producción en b.c.</b>	<b>GWh</b>	<b>3.207</b>	<b>6.219</b>	<b>375</b>	<b>9.801</b>
<b>Coste generación TNP (A)</b>	<b>miles €</b>	<b>417.959</b>	<b>1.342.991</b>	<b>97.252</b>	<b>1.858.201</b>
Retribución costes fijos	miles €	135.084	191.038	31.540	357.662
Retribución costes variables	miles €	282.875	1.151.953	65.712	1.500.539
› variables de generación	miles €	253.174	1.057.246	58.850	1.369.270
Financiación OS	miles €	444	697	54	1.195
stos especiales	miles €	0			0
Impuesto a la producción (7%)	miles €	29.257	94.010	6.808	130.074
<b>Ingresos despacho OS (B)</b>	<b>miles €</b>	<b>283.515</b>	<b>518.027</b>	<b>30.066</b>	<b>831.608</b>
<b>Retribución adicional TNP (A) - (B)</b>	<b>miles €</b>	<b>134.444</b>	<b>824.964</b>	<b>67.186</b>	<b>1.026.593</b>
Financiada con cargo a PGE	miles €	67.222	412.482	33.593	513.296
Financiada con cargo al SE	miles €	67.222	412.482	33.593	513.296

### III. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN ESPECIFICA FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2025 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 2025, 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 2025 alcanzaría los 101.130 miles de euros. El 50% del total (50.565 miles de euros) sería financiado con cargo a PGE.

### IV. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN TOTAL FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2025.

La previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en 2025, 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 563.861 miles de euros, correspondiéndole 50.565 miles de euros a la retribución específica y el resto a la adicional.

De acuerdo con las previsiones normativas contenidas en el artículo 5.3 del RD 680/2014, así como con los hechos —derivados de la ausencia de PGE 2024— expuestos en el apartado ‘Antecedentes’ de este informe, se estima procedente, por precedencia cronológica, no descontar de esta previsión de compensación presupuestaria la desviación definitiva entre el extracoste con cargo a PGE en que efectivamente se incurrió en los ejercicios 2017 y 2018<sup>25</sup> y la previsión que fue utilizada como base de la compensación entregada a cuenta en dichos ejercicios, según lo previsto en el artículo 3.2.b) del RD 680/2014, cuantificada con carácter definitivo mediante las correspondientes resoluciones de la DGPEM (así como tampoco el rendimiento económico obtenido por la precitada desviación definitiva en la cuenta con destino específico compensaciones extrapeninsulares de la CNMC), con objeto de aplicar dichos fondos a ejercicios anteriores a 2025.

De no seguirse el criterio de precedencia cronológica arriba expuesto, correspondería descontar el importe de 80.117.174,92 euros en concepto de desviación presupuestaria definitiva de los ejercicios 2017 y 2018, así como el correspondiente rendimiento económico obtenido por la precitada desviación en la cuenta con destino específico compensaciones extrapeninsulares de la CNMC, el cual asciende, a fecha de redacción de este informe, a un total de 4.135.368,79 euros.

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

## **RESUELVE**

**ÚNICO.** - Aprobar esta Memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en 2025, 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 2025 ascendería a 563.861 miles de euros.

De acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, se estima procedente, por precedencia cronológica, no descontar a la antedicha previsión de compensación presupuestaria la desviación definitiva entre el extracoste con cargo a PGE en que efectivamente

---

<sup>25</sup> En el caso de que fuesen aprobada la Resolución por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación y el extracoste del ejercicio 2020, correspondería igualmente descontar, en su caso, el remanente de dicho ejercicio a la previsión de compensación presupuestaria propuesta en este informe.

se incurrió en los ejercicios 2017 y 2018 y la previsión que fue utilizada como base de la compensación entregada a cuenta en dichos ejercicios, cuantificada con carácter definitivo en las correspondientes resoluciones de la DGPEM de fecha 4 de octubre de 2022 y 18 de julio de 2023.

De no seguirse el criterio de precedencia cronológica arriba expuesto, correspondería descontar el importe de 80.117.174,92 euros en concepto de desviación presupuestaria definitiva de los ejercicios 2017 y 2018, así como (en cumplimiento de lo dispuesto en la disposición adicional decimoquinta de la LSE, en su redacción dada por la disposición final décimo séptima del RDL 6/2022) el correspondiente rendimiento económico obtenido por la precitada desviación en la cuenta con destino específico compensaciones extrapeninsulares de la CNMC, el cual asciende, a fecha de redacción de este informe, a un total de 4.135.368,79 euros.

Comuníquese esta Resolución 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.