

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 2018.

Expediente nº: INF/DE/068/17

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D.^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarraín

D. Benigno Valdés Díaz

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 13 de junio de 2017

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 la 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 2 del artículo 3¹ del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto² (RD 680/2014), establece que «[...] el órgano encargado de las liquidaciones, sobre

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

² 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.

la base de la previsión facilitada por el operador del sistema [...], remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo [hoy Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital] 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 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.»

De acuerdo con la normativa anteriormente expuesta, se hace notar que, a fecha de redacción de este informe, está pendiente la aprobación por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) de la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP) del ejercicio 2014 en adelante³.

El apartado 3 del antedicho artículo 3 dispone que «La información será remitida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la Dirección General de Presupuestos del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas [hoy Ministerio de Hacienda y Función Pública] 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 julio⁴ (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 Presupuestos Generales del Estado (PGE) derivados de la producción de energía eléctrica en los sistemas aislados de los

³. El 2014 es el primer ejercicio a partir del cual el 50 por ciento del extracoste es financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

⁴ 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.

TNP a partir de instalaciones de la categoría A⁵ y la categoría B⁶ del artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del RD 738/2015, de acuerdo con lo establecido en el artículo 13⁷ y en la disposición adicional decimoquinta⁸ de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico (LSE), así como en la disposición adicional tercera⁹ de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre¹⁰, respectivamente.

2. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN ADICIONAL FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2018 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

⁵ 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.»

⁶ 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.»

⁷ 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.

⁸ 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.»

⁹ 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.

¹⁰ Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.

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 2018 (no se toma en consideración aquí la demanda del subsistema Mallorca-Menorca cubierta mediante la interconexión con la Península) se estima en 12.558 GWh, lo cual supondría un descenso del 0,33% respecto al valor previsto para el cierre del ejercicio 2017 (12.599 GWh).

La cifra anterior es conforme con las hipótesis consideradas en el «Acuerdo por el que se remiten a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017» [INF/DE/142/16¹¹] y en el «Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2017-2022» [IPN/CNMC/030/16¹²] aprobados por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC con fechas 25 de octubre y 20 de diciembre de 2016, respectivamente. El reparto de dicha producción total entre los distintos sistemas —Canarias, Baleares, Melilla y Ceuta— se ha realizado aplicando las proporciones observadas en el despacho efectuado durante el ejercicio 2016.

2.2 Previsión de los Costes de generación.

Los costes totales de generación de las instalaciones 'categoría A' en los TNP durante 2018 se estiman en 1.960 M€ (1.959.840 miles de euros); esta cantidad es la suma de 507 M€ (506.680 miles de euros) en concepto de costes fijos y 1.453 M€ (1.453.160 miles de euros) en concepto de costes variables de generación para dicho año.

Costes fijos

La retribución por costes fijos para el año 2018 se estima en 507 M€ (506.680 miles de euros). Es aquella que cubre los costes de inversión (retribución por

¹¹ <https://www.cnmc.es/expedientes/infde14216>

¹² <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc03016>

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 Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD), y la potencia indisponible en dicha hora, establecida por el operador del sistema de acuerdo con lo previsto en la normativa de aplicación.

Por otro lado, cabe señalar que el RD 738/2015, en aplicación de la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía española, suprime las actualizaciones existentes en el marco normativo anterior¹³ calculadas a partir de índices generales de precios.

Dentro del actual contexto de evolución de la demanda y de acuerdo con lo previsto en la planificación¹⁴, la cual no prevé la necesidad de incorporación de nueva generación salvo en casos puntuales y solo hacia el final del horizonte temporal considerado (2020), la previsión se atiene a los valores mensuales del último ejercicio completo (2016) obrantes en la CNMC a la fecha de redacción de este informe. Es aquí de aplicación lo previsto en el artículo 4 ('Planificación') del repetido RD 738/2015, según el cual «A los efectos de la planificación definida en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre [del Sector Eléctrico], en estos sistemas eléctricos [no peninsulares], la estimación de la potencia que deba ser instalada para cubrir la demanda en cada sistema eléctrico aislado será aquella que proporcione un valor mensual de probabilidad de déficit de cobertura de menos de un día en 10 años.»

¹³ Anteriormente se contemplaba la variación del índice de precios industriales, por la parte correspondiente a los costes de inversión, así como la variación del índice de precios al consumo rectificado por un factor de eficiencia, por la parte correspondiente a los costes fijos de operación y mantenimiento.

¹⁴ Véase el epígrafe 3.2.2 ('Cobertura de la demanda eléctrica de los territorios no peninsulares') del 'Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020', aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, el cual fue objeto de informe por la Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 16 de abril de 2015 (expediente INF/DE/044/15).

Costes variables

La retribución por costes variables para el año 2018 se estima en 1.453 M€ (1.453.160 miles de euros), calculada como la suma de: i) por un lado, los costes variables de generación 1.293 M€ (1.292.840 miles de euros), calculados a su vez aplicando a la producción prevista para 2018 en cada sistema el coste variable medio en él reconocido en el último ejercicio completo disponible (2016) y ii) por otro lado, los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 160 M€ (160.320 miles de euros), todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 ('Retribución por otros costes operativos')¹⁵ y la Disposición transitoria tercera ('Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5')¹⁶ del RD 738/2015. Cabe señalar que el importe estimado de los derechos de emisión se ha integrado ya como una parte implícita en los costes variables de generación¹⁷.

A este respecto, se hace notar que el coste reconocido a los combustibles constituye la partida más importante de los costes variables de generación; sus valores son fijados mediante Resolución de la DGPEM. Las Resoluciones de 28 de marzo de 2017¹⁸ y 17 de marzo de 2017¹⁹ establecen los últimos precios

¹⁵ 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. [...]*»

¹⁶ 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.*»

¹⁷ 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 2016 en los TNP fue fijado en 5,349 €/tCO₂ mediante Resolución de 7 de marzo de 2017 de la DGPEM (BOE de 17 de marzo).

¹⁸ Resolución de 28 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto de la hulla, fuel oil, diesel oil y gasoil del segundo semestre de 2015 a aplicar en la liquidación del segundo semestre de 2015.

reconocidos de combustibles en los TNP para los combustibles distintos del gas natural en el segundo semestre de 2015 y para el gas natural en el primer semestre de 2015, respectivamente. Estos precios son los que se aplican provisionalmente para los años 2016 y 2017.

2.3 Previsión de la retribución adicional.

La retribución adicional de la actividad de producción en los TNP prevista para 2018 asciende a 1.277 M€ (1.276.720 miles de euros), lo cuales se desglosan por sistemas en 332 M€ (331.510 miles de euros) correspondientes a Baleares, 819 M€ (819.370 miles de euros) a Canarias y 126 M€ (125.810 miles de euros) a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Dicha compensación se calcula como la diferencia entre los costes de generación, 1.960 M€ (1.959.840 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 Operador del Sistema (OS) a Precio Medio Peninsular (PMP), 683 M€ (683.120 miles de euros).

El PMP estimado para 2018 se corresponde con la media de las cotizaciones diarias de los contratos del producto base anual en OMIP para el periodo comprendido entre el 4 de noviembre de 2016 y el 4 de mayo de 2017, ponderadas por la energía negociada, que es igual a 43,12 €/MWh. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2016, lo cual da lugar a precios de 53,86 €/MWh en Baleares, 54,58 €/MWh en Canarias y 56,19 €/MWh en Ceuta y Melilla.

Precio estimado TNP 2018					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Pagos efectuados a PMP por OS en 2016	M€	207	406	21	634
Promedio del pago efectuado 01/01/2016 - 31/12/2016	€/MWh	49,55	50,21	51,69	50,04
PMP medio 01/01/2016 - 31/12/2016	€/MWh	39,67	39,67	39,67	39,67
Factor apuntamiento Península. - TNP	%	1,25	1,27	1,30	1,26
PMP estimado con apuntamiento TNP, 2018	€/MWh	53,86	54,58	56,19	54,40

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 2018 es igual a 638 M€ (638.360 miles de euros).

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

¹⁹ Resolución de 17 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del primer semestre de 2015 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

2018

Concepto	Unidades	BALEARES	CANARIAS	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.135	8.018	405	12.558
Coste generación TNP (A)	M€	554	1.257	149	1.960
Retribución costes fijos	M€	193	275	39	507
Retribución costes variables	M€	362	982	109	1.453
Costes variables de generación (1)	M€	298	895	99	1.293
Peaje de acceso	M€	2	4	0	6
Financiación OS	M€	1	1	0	2
Impuestos especiales	M€	24	0	0	24
Impuesto a la producción (7%)	M€	36	82	10	128
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	223	438	23	683
Retribución adicional TNP (A) - (B)	M€	332	819	126	1.277
Financiada con cargo a PGE	M€	166	410	63	638
Financiada con cargo al sector eléctrico	M€	166	410	63	638

3. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2018 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 2018, 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 2018 alcanza los 133 M€ (133.340 miles de euros), de los cuales corresponderían 53 M€ al subsistema balear, 80 M€ al canario y 0,19 M€ a los subsistemas ceutí y melillense. El 50% del total (66.670 miles de euros) sería financiado con cargo a PGE. Esta cifra se correspondería con una producción estimada de 1.152 GWh/año.

4. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN TOTAL FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2018.

La previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en 2018, 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 705.030 miles de euros, correspondiéndole 66.670 miles de euros a la retribución específica y el resto a la adicional. Esta previsión no contempla una posible desviación entre el extracoste definitivo reconocido con cargo a PGE de 2014 y la correspondiente previsión utilizada en su día respecto al mismo, según lo previsto en el artículo 3.2.b) del RD 680/2014, pues tal desviación no ha podido

aún ser cuantificada con carácter definitivo mediante la correspondiente resolución 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 2018, 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 2018 ascendería a 705.030.000,00 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 Dirección General de Política Energética y Minas 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 2014, la desviación entre dicha cuantía definitiva y las cantidades entregadas a cuenta con cargo a PGE en el ejercicio 2014 podría ser detrída 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 de Energía, Turismo y Agenda digital.