

ACUERDO POR EL QUE SE APRUEBA LA MEMORIA ACREDITATIVA PARA LA PREVISIÓN DE LA COMPENSACIÓN PRESUPUESTARIA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES EN EL EJERCICIO 2017.

Expediente nº: INF/DE/076/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D.^a Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D.^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

Secretario de la Sala

D. Tomás Suárez-Inclán González, Secretario del Consejo

En Madrid, a 31 de mayo de 2016

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 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 3 ('Procedimiento para la determinación de la cuantía de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares') del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto¹ (RD 680/2014), establece que *«(...) el órgano encargado de las liquidaciones, sobre la base de la previsión facilitada por el operador del sistema (...), remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo 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.»*

A la 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 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 (SENP) de los ejercicios 2012 en adelante².

Por otro lado, el apartado 3 de dicho artículo 3 establece 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 antes del 15 de junio de cada ejercicio.»*

El alcance de esta información, así como del citado RD 680/2014 del cual dimana el mandato para su elaboración, se circunscribe al 50 por ciento de los extracostes de la generación de energía eléctrica en los SENP financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE). En efecto, la Disposición

¹ 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.

² De hecho, siempre a la fecha de redacción de este informe, no se ha completado aún el recálculo por el operador del sistema de las liquidaciones del extracoste de la actividad de producción en los SENP para los ejercicios 2013 y 2014 de acuerdo con los parámetros retributivos establecidos por el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. 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.

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 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE) 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 de acuerdo a lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. A estos efectos, la Ley de Presupuestos Generales del Estado correspondiente a cada año incorporará un crédito presupuestario destinado a cubrir la estimación provisional 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.»

Las compensaciones presupuestarias no tendrán la consideración de costes del sistema eléctrico. Reglamentariamente, con la participación de la Intervención General de la Administración del Estado, se determinará un mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación, tanto provisional como definitiva, de las mismas.

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.»

Mediante el repetido RD 680/2014 «se desarrolla este mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación», según consta en el preámbulo de dicha norma.

Por otra parte, la cuantía para la compensación del extracoste con cargo al sistema eléctrico se liquidará de acuerdo con lo establecido en el artículo 72 (‘Procedimiento de liquidaciones’) del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio³ (RD 738/2015).

³ 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.

2. CONSIDERACIONES

PRIMERA.- De la producción y la retribución por costes variables.

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A'⁴, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del RD 738/2015 en barras de central en los SENP durante 2017 se estima en 12.914 GWh, lo cual supondría un incremento del 0,7% respecto al valor previsto para el cierre del ejercicio 2016; esto es conforme con las hipótesis consideradas en el «Acuerdo por el que se remite a la DGPEM datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2016» 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 2016-2021» aprobados por la Sala de Supervisión Regulatoria los días 5 de noviembre y 15 de diciembre de 2015, 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 2015.

A los efectos de este informe, las citadas instalaciones encuadradas en la 'categoría A' se corresponderían con los grupos de producción térmica convencional a partir de combustibles fósiles y 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, y sin perjuicio de lo previsto en la disposición adicional décima ('Retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con régimen económico primado otorgado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de las instalaciones con régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio') del mismo real decreto. Por otro lado, no se toma en consideración aquí la demanda del subsistema Mallorca-Menorca cubierta mediante la interconexión con la Península.

⁴ 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.

La retribución total por costes variables de la antedicha producción se estima en 1.504.285 miles de euros, calculada aplicando a la producción prevista en cada sistema el coste variable medio en él reconocido en 2015 —último disponible—. El coste reconocido de los combustibles constituye la mayor parte de los costes variables de generación; sus valores son fijados mediante Resolución de la DGPEM. Las Resoluciones de 4 de diciembre de 2015⁵ y 18 de febrero de 2016⁶ establecen los últimos precios reconocidos de combustibles en los SENP para los combustibles distintos del gas natural en el primer semestre de 2015 y para el gas natural en el segundo semestre de 2014, respectivamente. Estos precios son los que se aplican provisionalmente para el año 2016⁷.

SEGUNDA.- De la retribución por costes fijos.

La retribución total por costes fijos de la producción a partir de instalaciones 'categoría A' en los SENP durante 2017 se estima en 624.468 miles de euros. La retribución por costes fijos (denominada 'garantía de potencia' en el marco normativo vigente con anterioridad a la entrada en vigor del RD 738/2015) es la retribución que cubre los costes de inversión, la cual comprende a su vez la retribución por amortización y la retribución financiera, así como los costes fijos de operación y mantenimiento, los cuales comprenden a su vez los 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.

A este respecto, 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 anterior⁸ calculadas a partir de índices generales de precios.

⁵ Resolución de 4 de diciembre de 2015, 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 primer semestre de 2015 a aplicar en la liquidación del primer semestre de 2015.

⁶ 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.

⁷ En efecto, el apartado 6 de la Disposición transitoria tercera ('Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5') 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.*»

⁸ 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

La retribución por costes 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 Industria, Energía y Turismo (MINETUR), y la potencia indisponible en dicha hora, establecida por el operador del sistema de acuerdo con lo previsto en la normativa de aplicación.

Dentro del actual contexto de evolución de la demanda y de acuerdo con lo previsto en la planificación⁹, 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 últimos valores históricos mensuales obrantes en la CNMC a la fecha de redacción de este informe¹⁰. 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.»*

rectificado por un factor de eficiencia, por la parte correspondiente a los costes fijos de operación y mantenimiento.

⁹ 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).

¹⁰ No obstante lo expuesto arriba, durante el proceso de elaboración de este informe ha tenido entrada en esta Comisión la *«Comunicación por la que se da traslado de la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el valor reconocido de 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.»* En efecto, para dicho grupo, el inicio de cuya vida útil regulatoria se fija el 1 de marzo de 2006, estaba pendiente aún la aprobación de sus parámetros retributivos. En particular, el valor de la anualidad de la retribución por inversión para el año 2015 aplicable desde la entrada en vigor del RD 738/2015 asciende a 2.665 miles de euros, al que habría de sumarse una anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo en el entorno de 1.100 miles de euros, todo ello afectado de la disponibilidad finalmente observada. Este coste adicional, que hasta la fecha había sido reconocido con motivo de la correspondiente liquidación definitiva de los extracostes de producción en cada ejercicio, no ha sido contemplado en la elaboración de la presente memoria acreditativa.

TERCERA.- De la compensación de los extracostes de generación.

La compensación total del extracoste de la actividad de producción en los SENP prevista para 2017 asciende a 1.595 M€ (1.595.411 miles de euros), lo cuales se desglosan por sistemas en 423 M€ correspondientes a Baleares, 1.080 M€ a Canarias y 92 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste de generación reconocido total previsto, 2.128.754 miles de euros (resultado de sumar las retribuciones por costes variables y fijos), *menos* la liquidación del despacho de generación realizado por el Operador del Sistema (OS) a Precio Medio Peninsular (PMP), 714.234 miles de euros.

El PMP estimado para 2017 se corresponde con la media de las cotizaciones diarias de los contratos del producto base anual en OMIP para el periodo comprendido entre el 21 de abril y el 6 de mayo de mayo de 2016, ponderadas por la energía negociada, que es igual a 42,10 €/MWh. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2015, lo cual da lugar a precios de 59,80 €/MWh en Baleares, 53,18 €/MWh en Canarias y 52,72 €/MWh en Ceuta y Melilla.

Precio estimado SENP 2017					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Pagos efectuados a PMP por OS en 2015	M€	287	507	26	820
Promedio del pago efectuado 01/01/2015-31/12/2015	€/MWh	71,49	63,57	63,02	66,11
PMP medio 01/01/2015-31/12/2015	€/MWh	50,32	50,32	50,32	50,32
Factor apuntamiento Península vs. SENP	%	1,42	1,26	1,25	1,31
PMP estimado 2017	€/MWh	42,10	42,10	42,10	42,10
PMP estimado con apuntamiento SENP, 2017	€/MWh	59,80	53,18	52,72	55,31

La compensación estimada incluye además los peajes de acceso a la producción, la financiación del OS, el impuesto a la producción del 7% y, en su caso, los impuestos especiales, conceptos que conjuntamente ascenderían a 180.891 miles de euros, todo ello conforme a lo dispuesto en el RD 738/2015¹¹. Por el contrario, el importe de los derechos de emisión se ha integrado ya como una parte más de los costes variables antes considerados¹².

¹¹ Según el artículo 36 ('Retribución por otros costes operativos') 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. [...]»

¹² 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

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 ha de ser financiada con cargo a los PGE del ejercicio 2017 es igual a 798 M€ (797.705 miles de euros). Dicha previsión no contempla una posible desviación entre los extracostes efectivamente incurridos en ejercicios anteriores y la correspondiente previsión utilizada en su día respecto a los mismos, 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 para ninguno de los ejercicios posteriores a la entrada en vigor de la LSE pendientes de liquidación definitiva.

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

PREVISIÓN DE LA COMPENSACIÓN SENP FINANCIADA A CARGO DE LOS PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DE 2017					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Previsión producción en b.c. SENP, 2017	GWh	4.182	8.307	425	12.914
Previsión costes variables, 2017 [A]	M€	347	1.096	61	1.504
Previsión garantía de potencia, 2017 [B]	M€	257	321	46	624
Previsión coste total SENP, 2017 [A] + [B]	M€	604	1.417	107	2.129
Impuesto a la producción (7%); Peaje de acceso; Financiación OS; Impuestos especiales [E]	M€	69	104	8	181
Previsión pago s/PMP, 2017	M€	250	442	22	714
Previsión Compensación estipulada en despacho, 2017 [D]	M€	354	976	85	1.415
Previsión Compensación Total, 2017 [E] + [D]	M€	423	1.080	92	1.595
Compensación SENP cubierta por PGE, 2017	M€	212	540	46	798

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

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 2015 en los SENP fue fijado en 7,681 €/tCO₂ mediante Resolución de 18 de abril de 2016 de la DGPEM (BOE de 28 de abril).

ACUERDA

Aprobar esta Memoria acreditativa para la previsión de **la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en 2017**, 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 Presupuestos Generales del Estado de dicho ejercicio **asciende a 797.705 miles de euros**.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.