

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN POR GARANTÍA DE POTENCIA PARA 2018 DE LA CENTRAL HIDROEÓLICA DE GORONA DEL VIENTO (EL HIERRO) (RO2-0214), PERTENECIENTE AL TERRITORIO NO PENINSULAR DE CANARIAS.

INF/DE/040/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 25 de abril de 2019

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) sobre la propuesta de '*Resolución de la DGPEM por la que se establece la retribución por garantía de potencia para 2018 de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento (El Hierro) (RO2-0214), perteneciente al territorio no peninsular de Canarias*' (en adelante 'la propuesta'), la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7, y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

1. ANTECEDENTES.

Con fecha 8 de marzo de 2019 tuvo entrada en el registro general de esta Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio remitido por esa DGPEM de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) por el que solicitaba informe sobre la propuesta en virtud de lo dispuesto en el artículo 7 de la Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre¹ (Orden IET/1711/2013). El citado artículo prevé que «*La Dirección General de*

¹ Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre, por la que se establece el método de cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeléctrica de Gorona del Viento.

Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá anualmente, conforme a la metodología prevista en esta orden, el valor unitario de la garantía de potencia anual (G_{pot_n}) reconocida a la central».

La propuesta, que adopta la forma de una nota con Anexo, establece el valor unitario de la retribución por garantía de potencia (G_{pot_n}) para el año 2018 de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento (Gorona) por un importe de 413.814, 82 €/MW_{hidráulico}, con detalle del desglose de este último por componentes. El Anexo detalla el cálculo del valor de la retribución adicional máxima (RA), teniendo en cuenta los ingresos y costes estimados por ejercicio.

2. CONSIDERACIONES

2.1. Sobre el valor unitario de la garantía de potencia anual

El artículo 5 de la Orden IET/1711/2013 establece que el valor unitario de la G_{pot_n} de la central hidroeléctrica—expresado en euros/MW_{hidráulico}²— se obtendrá como sumatorio de: i) la anualidad del coste de inversión (CIT_n), ii) la anualidad por costes de operación y mantenimiento fijos ($COMT_n$), iii) la anualidad —durante los primeros cinco años de explotación— del coste de llenado inicial de vasos (G_{LLV_n}) y iv) la retribución adicional máxima (RA_n).

El cálculo de la anualidad del coste por inversión (CIT_n) es, a su vez, la suma de la retribución por amortización anual de la inversión de la central (A) más la retribución financiera de la inversión de la central (R); la amortización anual se obtiene a partir de las distintas partidas —parque eólico, obra civil bombeo-turbinación, equipo bombeo-turbinación, intereses intercalarios y otros— de la inversión reconocida (46.034.364,89 euros³) teniendo en cuenta la vida útil regulatoria aplicable a cada partida⁴. La retribución financiera es el valor neto de la inversión en el año multiplicada por la tasa financiera de retribución. El artículo 6 de la repetida Orden IET/1711/2013 establecía una tasa igual a 7,504%⁵. Posteriormente, la Ley

² La central hidroeléctrica de Gorona está inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica por una potencia instalada de 11,32 MW, la cual se corresponde con la potencia de su turbina hidráulica. Gorona es una central que integra un parque eólico, un grupo de bombeo y una central hidroeléctrica de 11,50 MW, 6,00 MW y 11,32 MW de potencia instalada, respectivamente. En lo que sigue, salvo indicación expresa en contra, las cifras de potencia instalada y los valores unitarios de retribución referidos a la misma se establecen en relación con la potencia de la instalación hidráulica.

³ Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 24 de noviembre de 2015, por la que se establece el valor reconocido de inversión y el coste de llenado de vasos de la Central Hidroeléctrica de Gorona del viento (El Hierro).

⁴ 65 años para obra civil bombeo-turbinación, 25 años para equipos bombeo-turbinación y 20 años para parque eólico, intereses intercalarios y otros.

⁵ Tr_n : Tasa financiera de retribución a aplicar en el año n. La tasa financiera de retribución a aplicar se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 200 puntos básicos y tendrá una vigencia de tres años. Para el cálculo de la tasa de retribución se tomará como valor de las obligaciones del

24/2013, de 26 de diciembre⁶ (LSE) fijaba, en su disposición adicional décima, apartado 4, una tasa de retribución igual a 6,503%⁷ para las actividades de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP) para el primer periodo regulatorio. De acuerdo con esta disposición, el primer periodo regulatorio «se iniciará desde que resulte de aplicación el real decreto que desarrolle la revisión de su marco retributivo», esto es, desde el 1 de septiembre de 2015⁸. Por tanto, la tasa del 6,503% que aplica la propuesta se considera válida a efectos de calcular la retribución por garantía de potencia para 2018, Gpot₂₀₁₈.

El valor de la anualidad por costes de operación y mantenimiento fijos (COMT_n) fue fijado por el artículo 6.3 de la Orden IET/1711/2013 en 20.160 €/MW.

En lo que se refiere al cálculo de la anualidad del coste de llenado de los vasos anual (GLLV_n), cabe indicar que no sería coincidente con la fórmula que prevé repartir el coste total de llenado (135.000 euros) entre cinco ejercicios y dividirla por la potencia neta finalmente considerada, que es de 11,32 MW. Podría haberse aplicado una tasa financiera de retribución —no coincidente con la fijada por disposición adicional décima de la LSE (6,503%)— que, por otro lado, no se menciona en el artículo 5 de la repetida Orden IET/1711/2013. Se recomienda, por tanto, aclarar este concepto.

En cuanto a la retribución adicional (RA_n), la Orden IET/1711/2013 concibe este parámetro como una variable de ajuste, tal que permita «*garantizar una rentabilidad razonable al proyecto*», con un límite fijado en 122.079 €/MW. Pues bien, la propuesta y la memoria que la acompaña consideran que no resulta necesaria para garantizar una rentabilidad razonable del proyecto, por lo que se establece un valor 0 €/MW por este concepto.

De acuerdo con lo anterior, no se formulan observaciones a los componentes del valor unitario de la garantía de potencia anual (Gpot_n) distintos al mencionado respecto del valor de la anualidad del coste de llenado de los vasos.

2.2. Sobre el exceso de retribución en concepto de garantía de potencia a Gorona

Estado a diez años la media de los veinticuatro meses comprendidos entre junio del año n-3 y junio del año n-1».

⁶ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

⁷ La tasa de retribución para el cálculo de la retribución financiera de la inversión de cada grupo con régimen retributivo adicional será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos.

⁸ Fecha de entrada en vigor del 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.

La Orden IET/1711/2013 determina el método de cálculo del término de la garantía de potencia (actualmente denominada retribución por costes fijos) y de los costes variables de generación de Gorona, correspondiéndose estos últimos con los costes variables de operación y mantenimiento⁹ por cada MWh generado.

Gorona presenta, de manera análoga a las instalaciones de producción de electricidad mediante energías renovables, unos costes variables relativamente reducidos en comparación con sus costes fijos por garantía de potencia: la inversión inicial reconocida a la central es el coste fijo más elevado, seguido de los costes de operación y mantenimientos fijos. El cuadro que sigue recoge los costes de generación de Gorona, desglosados en costes variables y costes fijos, así como la producción medida en MWh, determinados por el operador del sistema (OS)¹⁰ a fecha de redacción de este informe, para el periodo 2014 al 2018. Se indica que la planta dispone de acta de explotación definitiva desde el 26 de agosto de 2014.

Cuadro 1. Gorona. Costes variables y costes fijos 2014-2018

[CONFIDENCIAL]

Por tanto, la producción de Gorona durante los años 2014 al 2018 alcanzaría los [XXXX] GWh, de acuerdo con las liquidaciones mensuales de despacho del OS, con unos costes totales de generación de [XXXX] miles de euros, los cuales se desglosarían en [XXXX] miles de euros de costes variables y [XXXX] miles de euros de costes fijos. En relación con estos últimos costes, se puede observar que estos descienden bruscamente a partir del ejercicio 2017 y siguientes. El motivo se encuentra en la aprobación de la Resolución de 14 de septiembre de 2017, de la DGPEM¹¹, la cual incrementa las horas de funcionamiento estándar de Gorona —

⁹ Los costes variables de operación y mantenimiento de Gorona fueron establecidos en 15,57 euros/MWh.

¹⁰ 'Ci', donde i es igual a 2, 3, 5, 6 etc. (no se emplea la 'C4', a estos efectos) denota la secuencia de liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva. Para el régimen retributivo adicional, que es el que aplica a las instalaciones 'categoría A', las liquidaciones C2, C3 y C5 se corresponden respectivamente con las realizadas a los meses 'm+1', 'm+3' y 'm+10', donde 'm' es el mes de producción. Más allá de la C5 pueden recibirse nuevas liquidaciones (C6, C7, etc.) cuyas variaciones respecto a las anteriores no guarden ya relación con las sucesivas actualizaciones en el sistema de medidas eléctricas, sino por ejemplo con revisiones de los precios de combustibles regulatoriamente reconocidos mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM.

Para los ejercicios del 2014 y 2016 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C6, C7 o C8.

En el caso de 2017 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C6 para los once primeros meses del año.

En el caso de 2018 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C5 para los cuatro primeros meses del año.

¹¹ Resolución de 14 de septiembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan las horas de funcionamiento estándar de la central hidroeléctrica de Gorona del viento (El Hierro), perteneciente al sistema eléctrico no peninsular de Canarias.

pasando de 2.668 a 6.395 horas en los años no bisiestos¹² — a efectos del cálculo de la retribución por garantía de potencia que establece la Orden IET/1711/2013. Esto es, ahora se le estaría exigiendo a Gorona la disponibilidad de una instalación de bombeo, en lugar de la propia de una eólica.

Por otro lado, en lo que se refiere a los ingresos percibidos por Gorona en concepto de costes de generación (exclusivamente la suma de costes fijos y variables) en el periodo 2014-2018, y de acuerdo con las liquidaciones mensuales de despacho efectuadas por el OS a fecha de redacción de este informe —esto es, sin tener en cuenta, en su caso, las liquidaciones de cierre correspondientes—, alcanzarían un total de [XXXX] miles de euros, los cuales se desglosarían en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (PMP) a los comercializadores y a los clientes directos en el mercado ([XXXX] miles de euros), y ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular ([XXXX] miles de euros¹³), lo cuales se financian en un 50% con cargo a Presupuestos Generales del Estado (PGE) y en otro 50% con cargo al sistema eléctrico (estos dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC), de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. El siguiente cuadro recoge el detalle de los referidos ingresos a cuenta:

Cuadro 2. Gorona. Pagos percibidos REE y compensación 2014-2018

[CONFIDENCIAL]

Por tanto, los ingresos recibidos por Gorona durante los años 2014 al 2018 —por venta de energía a PMP y por compensación extrapeninsular— superarían en [XXXX] miles de euros la cuantía reconocida a la inversión inicial de la planta (46.034 miles de euros), en apenas 4 años y medio de operación.

De acuerdo con los datos anteriormente expuestos, el valor de la inversión reconocido a Gorona habría sido ya recuperado en su totalidad en el año 2018 con los ingresos percibidos a cuenta, produciéndose, por ende, una acusada disparidad entre el periodo de amortización de la planta y la vida útil regulatoria de los elementos que la integran (65 años para obra civil bombeo-turbinación, 25 años

¹² De 2.675 a 6.412 horas en años bisiestos.

¹³ A fecha de redacción de este informe, la CNMC ha realizado liquidaciones por valor de [XXXX] miles de euros; no se ha efectuado aún la liquidación de cierre LIQ 15/2018, prevista para noviembre de 2019. La menor cuantía liquidada ([XXXX] frente a los [XXXX] miles de euros) se debe a que los ingresos con cargo al sistema eléctrico se calculan de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 4 b) del artículo 72 del Real decreto 738/2015, de 31 de julio, el cual dispone que la cuantía de los pagos provisionales mensuales con cargo al sistema se determinará como «*la diferencia entre la retribución acumulada hasta ese mes, la cuantía liquidada en el despacho de producción por el operador del sistema y la cuantía con cargo a los Presupuestos Generales del Estado correspondiente a los mismos meses conforme a lo previsto en el artículo 4.a) 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*».

para equipos bombeo-turbinación y 20 años para parque eólico, intereses intercalarios y otros). En consecuencia, los costes de generación de Gorona habrían quedado reducidos a los costes variables más los costes fijos de operación y mantenimiento (así como, en su caso, el coste por llenado inicial del vaso).

No obstante lo anterior, de conformidad con el método de cálculo de los costes fijos de Gorona establecido en la Orden IET/1711/2013, la planta continuaría percibiendo una remuneración anual en concepto de coste de inversión de la central (CIT_n) durante toda la vida útil regulatoria de los distintos elementos que integran la planta; por consiguiente, esta situación provocaría que Gorona estuviese recibiendo una retribución muy superior a la que le correspondería por este concepto durante los próximos años.

Por lo tanto, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 6 de la Directiva (UE) 2018/2011 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables¹⁴ se propone modificar el método de cálculo de la retribución por garantía de potencia que establece la Orden IET/1711/2013 —en particular, en lo que se refiere al coste de inversión anual de la central— con el objeto de evitar que esta planta disfrute de beneficios económicos sobrevenidos futuros no justificados (esto es, una sobre retribución).

3. CONCLUSIONES

Sobre la base de las consideraciones anteriormente expuestas, no se formulan observaciones a los componentes del valor unitario de la garantía de potencia anual (Gpot_n), salvo al valor de la anualidad del coste de llenado de los vasos al que se le podría estar aplicando una tasa financiera de retribución distinta de la especificada en el artículo 5 de la Orden IET/1711/2013.

Sin perjuicio de lo anterior, se pone de manifiesto el hecho de que Gorona habría recuperado el valor de la inversión que le fue reconocido en apenas 4 años y medio de operación con los ingresos percibidos en concepto de Precio Medio Peninsular y compensación, siendo así que la vida útil de los elementos que integran la planta tienen vidas útiles comprendidas entre los 20 y los 65 años. En consecuencia, los costes de generación de la planta habrían quedado reducidos a los costes variables más los costes fijos ligados a operación y mantenimiento y, en su caso, el coste por llenado inicial del vaso.

Se propone, por consiguiente, modificar cuanto antes el método de cálculo de la retribución por garantía de potencia que establece la Orden IET/1711/2013 —en particular, en lo que se refiere a la anualidad del coste de inversión de la central— con el objeto de evitar que esta planta disfrute de un exceso de beneficios económicos futuros no justificados.

¹⁴ Directiva (UE) 2018/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables