

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

**9944** *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.*

En el Plan de Sostenibilidad de El Hierro aprobado el 27 de noviembre de 1997 por el Cabildo de El Hierro se recoge el proyecto de hacer de la isla un lugar autosostenido. Posteriormente, en enero de 2000, la isla fue declarada Reserva de la Biosfera. En este marco, el Cabildo de El Hierro, Unelco S.A. y el Instituto Tecnológico de Canarias (I.T.C.) iniciaron un proyecto combinado de aprovechamiento eólico e hidráulico con almacenamiento.

El proyecto denominado «Central Hidroeléctrica de El Hierro» está promovido por Gorona del Viento. El Hierro, S.A., participada por el Cabildo Insular (60%), Endesa (30%) y el Instituto Tecnológico de Canarias (10%). Para esta inversión se han contemplado ayudas consignadas en los Presupuestos Generales del Estado por un importe de hasta 35 millones de euros.

El apoyo público se ha concedido en el marco de las actuaciones que lleva a cabo el Gobierno en materia de ahorro, diversificación energética, aprovechamiento de las energías renovables y respeto al medio ambiente y por tratarse de un proyecto de alta innovación tecnológica y ejemplarizante, el cual permitirá poner en práctica un modelo de gestión energética integrada hidroeléctrica-eólica, altamente replicable en otras islas y en la Península, ya que facilitará la integración de la energía eólica en el sistema eléctrico nacional.

El proyecto hidroeléctrico integra un parque eólico, un grupo de bombeo y una central hidroeléctrica. El parque eólico es capaz de suministrar energía eléctrica directamente a la red y, simultáneamente, alimentar a un grupo de bombeo que embalse agua en un depósito elevado, como sistema de almacenamiento energético. La central hidroeléctrica aprovecha la energía potencial almacenada, garantizando el suministro eléctrico y la estabilidad de la red.

Por otro lado, el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, adapta los principios de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, a las peculiaridades de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (en adelante, SEIE), con el triple objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y su calidad para que se realice con el menor coste y con las menores singularidades posibles.

El artículo 10 del citado Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, establece que la retribución de los productores en régimen especial que participen en el despacho técnico de energía gestionado por el operador del sistema será la que resulte de aplicar, en estas instalaciones de régimen especial, lo dispuesto en el citado real decreto para las instalaciones de producción de régimen ordinario.

Adicionalmente, el citado real decreto establece que mediante orden ministerial se establecerá el método de cálculo de la retribución por garantía de potencia aportada al sistema por los grupos en régimen ordinario así como el método de cálculo de cada uno de los combustibles utilizados en los sistemas eléctricos extrapeninsulares e insulares.

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, se desarrolla a través de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

No obstante las citadas órdenes no contemplan el modelo retributivo de una central de características tan singulares como la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, por lo que se hace necesario desarrollar su modelo retributivo como único, específico y singular, así como su integración en el despacho de generación en el sistema eléctrico aislado de El Hierro.

Esta orden considera la Central de Gorona del Viento como una única instalación, retribuyéndose únicamente la energía generada medida en el punto frontera de la misma, sin tener en cuenta los flujos internos, de forma que se optimice el funcionamiento del bombeo.

Por otra parte, Gorona del Viento es una instalación singular de cuya tipología no existen datos históricos en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y en la que su modo de funcionamiento y el porcentaje de energía eólica generado para cubrir la demanda y para bombear tienen una gran incidencia en la retribución. Por ello, se considera necesario fijar en esta orden la metodología de cálculo de los diferentes conceptos retributivos y habilitar a la Dirección General de Política Energética y Minas a fijar anualmente su valor, teniendo en cuenta los costes auditados y el histórico de funcionamiento de la central, de forma que se garantice una retribución razonable para la misma.

La retribución que se otorga a esta instalación tiene en cuenta que nos encontramos ante una central de unas características tan singulares que justifica un trato diferencial. Se trata de un proyecto no comparable con otro, del que no existen otras experiencias y único en el mundo.

La orden que se aprueba ha sido previamente informada por la Comisión Nacional de Energía (Informe 12/2013, de 6 de junio), considerándose sustanciado el trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad. En particular, ha sido consultada la Comunidad Autónoma de Canarias.

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha tratado de esta orden, como asunto para informe, en su reunión de 19 de septiembre de 2013.

En su virtud, dispongo:

## Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden la determinación del método de cálculo de los costes variables y del término de garantía de potencia de la Central Hidroeléctrica de Gorona del Viento en la isla de El Hierro, así como su integración en el despacho técnico y económico de la energía en este sistema eléctrico aislado.

A los efectos de esta orden, la Central de Gorona del Viento se considera una única instalación de tecnología hidroeléctrica. La energía generada a efectos retributivos será la energía medida en el punto frontera.

En ningún caso será retribuida la energía producida en esta central a partir de fuentes de energía externas.

## Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden es de aplicación a todos los sujetos definidos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que ejerzan sus actividades en el sistema eléctrico aislado de El Hierro.

## Artículo 3. *Coste variable de generación horario.*

1. El coste variable de generación de la Central Hidroeléctrica de Gorona del Viento se corresponde con los costes variables de operación y mantenimiento de la central multiplicados por cada MWh generado medido en el punto frontera con la red, que se establecen en 15,57 euros/MWh.

Los costes de variables de la instalación se incrementarán en el importe equivalente a la aplicación de los peajes de acceso resultantes de la aplicación de la normativa en vigor.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas revisará cada tres años los valores de los parámetros anteriores atendiendo a la evolución de las diferentes tecnologías, a la modificación sustancial del régimen de funcionamiento de la central o como resultado de los datos aportados por las auditorías técnicas-económicas.

Artículo 4. *Cálculo de la retribución por garantía de potencia.*

1. La retribución por garantía de potencia de la Central Hidroeléctrica de Gorona del Viento se calculará para un período anual  $n$ , de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RGpot_n = \sum_{h=1}^{h=X} P_{disponible}(h) * Gpot_n(h)$$

Siendo:

$RGpot_n$ : Retribución por garantía de potencia para la central en el año  $n$ , expresada en euros.

$P_{disponible}(h)$ : Potencia disponible de la central en la hora  $h$ , expresada en MW. Su valor vendrá determinado en cada hora por la diferencia entre la potencia neta hidráulica de la central expresada en MW, y la potencia indisponible de la central expresada en MW en dicha hora.

La potencia neta hidráulica de la central será la que conste en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y se obtendrá de las pruebas de potencia neta de la central.

El valor de la potencia indisponible para cada hora será establecida por el operador del sistema.

$Gpot_n(h)$ : Garantía de potencia en el año  $n$  de la central en la hora  $h$ , expresada en euros/MW.

$X = N.º$  de horas total del año. 8760 en año normal y 8784 en año bisiesto.

2. El valor de la garantía de potencia horaria por MW reconocida [ $Gpot(h)$ ] se calcula de la siguiente forma:

$$Gpot_n(h) = \frac{Gpot_n}{H_i}$$

Donde:

$Gpot_n(h)$ : Garantía de potencia horaria en el año  $n$  de la central en la hora  $h$ , expresada en euros/MW,

$Gpot_n$ : Garantía de potencia anual de la central en el año  $n$  expresada en euros/MW.

$H_i$ : Horas anuales de funcionamiento estándar de la central, teniendo en cuenta las horas anuales estándar de fallo y mantenimiento de la central.

El operador del sistema controlará, mediante la aprobación de los planes de indisponibilidad programada, que no se produzca un exceso de revisiones programadas en un determinado período estacional.

3. El valor de las horas anuales de funcionamiento estándar de la central, a efectos del cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW será de 2668 h en los años no bisiestos y de 2675 h en los años bisiestos.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, podrá revisar las horas anuales de funcionamiento estándar de la central si el funcionamiento de la central en su operación real difiere sustancialmente de las previsiones de funcionamiento del proyecto.

4. En el caso de que se obtuviera algún tipo de beneficio por parte del titular de la central derivado de la aplicación de este tipo de tecnología en otros proyectos, se descontará de la retribución anual en concepto de garantía de potencia de la central el 50 por ciento de dichas cuantías.

Artículo 5. *Valor de la garantía de potencia anual para la central.*

1. El valor unitario de la garantía de potencia anual ( $Gpot_n$ ) de la central en el año  $n$  se obtendrá mediante la siguiente fórmula:

$$Gpot_n = CIT_n + COMT_n + GLLV_n + RA_n$$

Donde:

$CIT_n$ : Anualidad (en el año  $n$ ) del coste de inversión de la central, expresada en euros/MW de potencia neta de la instalación de turbinación.

$COMT_n$ : Anualidad (en el año  $n$ ) de los costes de operación y mantenimiento fijos de la central expresada en euros/MW de potencia neta de la instalación hidráulica inscrita en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

$GLLV_n$ : Anualidad (en el año  $n$ ) del coste de llenado inicial de los vasos.

Este concepto será amortizado durante los primeros cinco años desde la puesta en servicio de la central y su valor será determinado a partir de los gastos debidamente auditados tras la puesta en servicio de la central.

El coste máximo de llenado inicial de los vasos se establece en 135.000 euros.

$RA_n$ : Retribución adicional máxima (en el año  $n$ ).

Dicha retribución será establecida anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas al objeto de garantizar una rentabilidad razonable del proyecto, y tendrá un valor máximo de 122.079 euros/MW hidráulico.

Esta cantidad queda pendiente de la justificación documental de la inversión a que hace referencia el epígrafe 5.3.1) del Informe 12/2013 de la Comisión Nacional de Energía. La inversión no contemplará en ningún caso el coste de los terrenos.

2. La anualidad (en el año  $n$ ) del coste por inversión para la central se compondrá de dos términos, la retribución por amortización y la retribución financiera, y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CIT_n = A + R_n$$

Donde:

$CIT_n$ : Anualidad (en el año  $n$ ) por inversión de la central expresada en euros/MW de potencia neta hidráulica.

$A$ : Retribución por amortización anual de la inversión de la central expresada en euros/MW de potencia neta hidráulica.

$R_n$ : Retribución financiera en el año  $n$  de la inversión de la central, expresada en euros/MW de potencia neta hidráulica.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá, una vez obtenida el acta de puesta en marcha de la instalación, el valor unitario de la garantía de potencia anual ( $Gpot_n$ ) reconocida a la central basada en los datos auditados de la inversiones realmente realizadas.

Artículo 6. *Método de cálculo de la anualidad del coste por inversión y del coste por operación y mantenimiento.*

1. La retribución por amortización de la central se obtendrá como sumatorio de la amortización de cada partida  $i$  de la inversión de la central ( $A_i$ ), expresada en euros/MW, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A = \sum_i (A_i) / \text{MW hidráulicos}$$

$$A_i = V_{li} / VU_i$$

Donde:

V<sub>i</sub>: Valor de cada partida *i* de la inversión reconocida de la central, expresada en euros. El valor de la inversión reconocida a cada instalación de generación será fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas, a petición del titular de la instalación y una vez obtenida el acta de puesta en servicio de la instalación, y será el valor real de la inversión realizada debidamente auditada.

Para el cálculo de la inversión reconocida se tendrá en cuenta la inversión financiera que haya sido necesaria durante los años de construcción de la central, que deberá estar debidamente justificada. Para el cálculo de los valores de inversión reales se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución. Asimismo se descontarán las subvenciones percibidas de las Administraciones públicas, las instalaciones financiadas y cedidas por terceros, así como los conceptos que no sean susceptibles de ser amortizados, entre los que se encuentran los terrenos.

V<sub>U</sub>: La Vida útil de las diferentes partes de la central, expresada en años. Se considerará de veinte años para las inversiones en instalaciones del parque eólico, de veinticinco años para los grupos e instalaciones de la central de turbinación bombeo y de sesenta y cinco años para la obra civil de instalaciones hidráulicas. Para los conceptos no contemplados expresamente la vida útil será de veinte años

2. La retribución financiera de la inversión de la central ( $R_n$ ), expresada en euros/MW, se calculará cada año *n* aplicando la tasa de retribución ( $Tr_n$ ) a la inversión neta ( $VNI_n$ ), conforme a la siguiente fórmula:

$$R_n = VNI_n * Tr_n$$

Donde:

$VNI_n$ : Valor neto de la inversión de la central en el año *n*, expresada en euros/MW.

$VNI_n$ :  $VI - Aa_{n-1}$

Donde:

VI: Valor de la inversión de la central, expresada en euros/MW, con el mismo significado que el del apartado anterior.

$Aa_{n-1}$ : Amortización acumulada hasta el año *n-1* de la central, expresada en euros/MW.

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

3. Los valores unitarios de la anualidad a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento fijos,  $COMT_n$ , comprenderán los costes fijos de operación y mantenimiento asociados a los recursos humanos, los seguros obligatorios y las pérdidas por evaporación de agua. El valor de los costes fijos de operación y mantenimiento, a efectos del cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW serán de 20,16 K€/MW.

La Dirección General de Política Energética y Minas, cada tres años, podrá revisar los valores unitarios de la anualidad a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento fijos,  $COMT_n$ , en función de los costes auditados.

4. Cuando finalice la vida útil de la instalación y continúe en operación, la retribución de la central se realizará en los términos establecidos reglamentariamente para el resto de instalaciones de producción en estos territorios.

Las inversiones por renovación o modificación sustancial de una central tendrán la consideración de inversiones extraordinarias o adicionales y deberán ser reconocidas en los términos establecidos reglamentariamente para este tipo de instalaciones.

A estos efectos, en el plazo de tres meses antes de la finalización de la vida útil de la central el propietario de la central deberá solicitar al órgano competente de la Comunidad Autónoma de Canarias y al operador del sistema, que remitan a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe técnico sobre las condiciones de la instalación en los términos establecidos reglamentariamente.

*Artículo 7. Establecimiento del valor unitario de la garantía de potencia anual por la Dirección General de Política Energética y Minas.*

1. La Dirección General de 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 ( $Gpot_n$ ) reconocida a la central, desglosando los valores de  $CIT_n$ ,  $COMT_n$ ,  $GLLV_n$  y  $RA_n$ .

2. A estos efectos, el titular de esta instalación deberá presentar a la Dirección General de Política Energética y Minas, antes de que finalice el primer trimestre de cada año, los valores auditados de los costes realizados en el año anterior, incluyendo en aquellos conceptos aplicables, el desglose previsto en la Resolución de 1 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares.

Asimismo, deberá incluir en la anterior comunicación los valores de la energía generada a partir de la instalación hidráulica y eólica así como, de esta última, el porcentaje de generación destinada a cubrir la demanda y la destinada a bombear, los gastos por evaporación de agua y seguros suscritos por la central. Del mismo modo, deberán incluir en esta comunicación la información relativa a las eventuales aplicaciones de esta tecnología en otros proyectos y, en su caso, de los beneficios que pudieran existir derivados de esta aplicación.

3. Asimismo, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar al titular de la instalación cualquier información adicional necesaria para el cálculo de los parámetros y conceptos regulados en la presente orden.

*Artículo 8. Procedimiento de liquidación de la energía generada.*

El procedimiento de liquidación de la energía generada por la instalación de Gorona del Viento será el establecido en la normativa para las instalaciones de régimen ordinario

*Disposición final primera. Modificación del artículo 4 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

Se modifica el apartado 3.1 Programación semanal y diaria del artículo 4 Procedimiento de despacho de la generación de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, en los siguientes términos:

«3.1 Programación semanal y diaria:

El despacho económico se iniciará en una programación semanal para todos los sistemas eléctricos que componen los SEIE, redefinida en programaciones diarias con las excepciones que se puedan establecer en los procedimientos de operación, y serán debidamente comunicadas a los agentes implicados.

Sin perjuicio de su desarrollo en el Procedimiento de Operación correspondiente, el despacho de generación se realizará partiendo de los parámetros técnicos aprobados para cada grupo generador de régimen ordinario, particularmente los siguientes:

- a) Potencia neta máxima y mínimo técnico.
- b) Rampas de subida y bajada de potencia.

- c) Tiempos y costes de arranque.
- d) Costes variables de funcionamiento según el nivel de carga (combustible y otros costes variables de operación y mantenimiento).
- e) Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación.

En el caso de los sistemas de turbinación-bombeo se considerará la información siguiente:

- a) Potencia efectiva neta y mínimo técnico para los grupos de turbinación-bombeo.
- b) Rampas de subida y bajada de potencia para los grupos de turbinación-bombeo.
- c) Tiempos de arranque, tanto para los grupos de turbinación como para los de bombeo.
- d) Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria, tanto para los grupos de turbinación como para los de bombeo.
- e) Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.

A ello el operador del sistema añadirá:

- a) La información comunicada por los agentes de indisponibilidades o restricciones adicionales en el funcionamiento de los generadores.
- b) Los programas horarios previstos y comunicados por los generadores de régimen especial. Red Eléctrica revisará los programas previstos y utilizará en el despacho la mejor previsión disponible, particularmente en la generación eólica.
- c) La mejor previsión de demanda horaria del sistema disponible en el horizonte de decisión.

El proceso de despacho constará al menos de dos etapas:

1.<sup>a</sup> Despacho inicial con criterio exclusivamente económico: En esta etapa la generación y reserva rodante de cada grupo generador, para cada una de las horas, es asignada como nudo único. Asimismo, tendrá en cuenta un mínimo de generación gestionable necesaria que proporcione la inercia, reservas de regulación y garantía de cobertura suficiente para la explotación del sistema eléctrico en condiciones de seguridad y estabilidad.

Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados.

Cuando el sistema eléctrico disponga de instalaciones de generación de origen renovable, se programará su funcionamiento buscando minimizar tanto el coste variable del despacho para el periodo de planificación estudiado como el vertido de energía.

En caso de existir equipo hidráulico con embalse, se incorporará como dato de entrada información proveniente del valor del agua en los embalses calculado en una optimización del sistema a más largo plazo.

En el cálculo de la cobertura de la curva de demanda, la generación prevista de origen renovable se colocará en base, sin consideración de coste, hasta el límite de integración que permita salvaguardar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

Cuando el sistema eléctrico disponga de sistemas de turbinación-bombeo, éstos se programarán sin consideración de costes para minimizar el vertido de energía. El bombeo se programará a partir de generación de origen térmico únicamente cuando se minimice el coste de explotación para el conjunto del sistema y no se produzca vertido instantáneo de energía producida en régimen especial o a partir de fuentes de energía renovables.

2.<sup>a</sup> En una segunda etapa se analizarán las posibles restricciones impuestas por la red de transporte a esta situación base de cobertura, por violación de los límites impuestos en estado normal de funcionamiento a las variables de control del sistema, y ante las contingencias establecidas en el Procedimiento de Operación correspondiente.

Se procederá a un reajuste de la generación si fuera necesario, con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas de los grupos.

De igual modo, se habrá procedido a reajuste de generación si las restricciones de carácter medioambiental así lo impusieran.»

Disposición final segunda. *Aplicación de la orden.*

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo a dictar las resoluciones precisas para la aplicación de lo dispuesto en esta orden.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 23 de septiembre de 2013.—El Ministro de Industria, Energía y Turismo, José Manuel Soria López.