

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ACTUALIZAN LOS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS DE LAS INSTALACIONES TIPO APLICABLES A DETERMINADAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS DE APLICACIÓN AL SEMIPERODO REGULATORIO QUE TIENE SU INICIO EL 1 DE ENERO DE 2017.

Expediente nº: IPN/CNMC/031/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D.^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

D. Benigno Valdés Díaz

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 12 de enero de 2017

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de Orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017, 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:

I. ANTECEDENTES

El 5 de diciembre de 2016 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) adjuntando para informe la propuesta de orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de aplicación al semiperiodo regulatorio

que tiene su inicio el 1 de enero de 2017 (la propuesta), acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

Ante la finalización, el 31 de diciembre de 2016, del primer semiperiodo regulatorio (de tres años de duración), según lo dispuesto en el apartado 4 del artículo 14 ('Retribución de las actividades') de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE) y en el artículo 20 ('Revisión y actualización de los parámetros retributivos') del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio¹ (RD 413/2014), procede la revisión, para el resto del período regulatorio (de seis años de duración), de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo en función de las estimaciones de ingresos por la venta de energía, mediante orden del MINETAD. El citado artículo 14.4 concluye además con el siguiente párrafo: «Al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.» Esta previsión, desarrollada por las órdenes IET/1345/2015, de 2 de julio² (IET/1345/2015) e IET/1209/2106, de 20 de julio³, se ha concretado en una revisión, por semestres naturales, de la retribución a la operación de —en sentido amplio— cogeneraciones y biomásas⁴.

El objetivo de la orden es por lo tanto actualizar aquellos parámetros retributivos afectados por la evolución de los precios del mercado de electricidad (evaluados en promedio anual, con periodicidad trienal) y de los precios de los combustibles (evaluados con periodicidad semestral).

El 7 de diciembre de 2016, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días⁵ a contar desde el día siguiente hábil a la recepción de la documentación. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

¹ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

² Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.

³ Orden IET/1209/2016, de 20 de julio, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2016 y se aprueba una instalación tipo y sus correspondientes parámetros retributivos.

⁴ En rigor, y según el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') de la IET/1345/2015, dicha revisión semestral aplica a «aquellas instalaciones tipo para las que haya sido aprobado por orden ministerial un valor de la retribución a la operación distinto de cero [...] correspondientes a los siguientes colectivos [...] grupos a.1, b.6 y b.8 definidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio [...] instalaciones tipo correspondientes a instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que hubieran estado acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo [...]; asimismo, será de aplicación a la parte correspondiente de las instalaciones híbridas que perciban retribución a la operación.»

⁵ La SEE solicitó que tanto el informe como las alegaciones fueran remitidas a la mayor brevedad posible, pues la orden sería de aplicación a partir del 1 de enero de 2017.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

Los artículos 1 y 2 establecen, respectivamente, el objeto de la propuesta, descrito en el apartado previo 'Antecedentes', y su ámbito de aplicación, para definir el cual se remite a las seis sucesivas órdenes ministeriales por las que se han aprobado las distintas instalaciones tipo y sus parámetros retributivos.

El artículo 3 aglutina la práctica totalidad del contenido dispositivo mediante la remisión a un total de seis anexos. Si bien la propuesta hace referencia a todas las instalaciones tipo aprobadas hasta ahora, para las instalaciones tipo de tratamiento de purines no se actualizan los parámetros retributivos porque los de aplicación al primer semiperiodo regulatorio han sido anulados por sentencia del Tribunal Supremo⁶. Tampoco se actualiza la parametrización de las instalaciones tipo eólicas y fotovoltaicas no peninsulares definidas en el Anexo I de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto⁷ (IET/1459/2014), porque aún no se ha celebrado ninguna subasta al amparo de la misma.

En cuanto al contenido de los citados anexos, el Anexo I recoge la equivalencia de categorías, grupos y subgrupos entre el actual marco normativo y el precedente (no contiene información nueva, sino que recopila la ya publicada mediante las órdenes que enumera el artículo 2)⁸; el Anexo II contiene los parámetros retributivos distintos de la retribución a la operación, figurando estos últimos (junto con las horas de funcionamiento máximo anual retribuidas) en el Anexo III. El apartado B de este Anexo III está dedicado a las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio de combustible, para las que se facilita además el valor de las constantes A, B y C necesarias para la actualización semestral que se define en la IET/1345/2015. El Anexo IV recoge el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (definido por el artículo 18 del RD 413/2014) para las instalaciones tipo ubicadas en territorios no peninsulares.

El Anexo V contiene las hipótesis de cálculo utilizadas para la actualización de los parámetros retributivos, a saber: 1) el precio medio anual del mercado diario e intradiario de los años 2014 a 2016 (este último definido para el período de

⁶ Por el contrario, sí han sido actualizadas las retribuciones a la operación de las 17 instalaciones tipo de tratamiento de lodos de la producción de aceite de oliva (pechines) y otros lodos.

⁷ Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

⁸ El apartado F del Anexo I enumera las instalaciones tipo correspondientes a plantas que han superado el final de su vida útil regulatoria antes del 1 de enero de 2017, por lo que no se establecen parámetros retributivos para las mismas.

octubre de 2015 a octubre de 2016⁹); 2) la estimación de dicho precio para los años 2017 a 2019, así como de 2020 en adelante, junto con los límites inferiores y superiores utilizados a los efectos del cálculo del valor de ajuste definido en el artículo 22 del RD 413/2014; 3) los coeficientes de apuntamiento tecnológico; 4) los datos necesarios para actualizar la retribución a la operación en el primer semestre de 2017 de las plantas cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, y 5) los costes variables de generación en cada subsistema eléctrico no peninsular para el establecimiento del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.

El Anexo VI recopila los parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo y, en atención a su extensión, ha sido remitido por la SEE y circulado a los miembros del Consejo Consultivo en formato electrónico de libro de cálculo, de forma tal que cada una de sus 1.540 hojas se corresponde con una instalación tipo.

La disposición adicional única establece la metodología de actualización de la retribución a la operación para el primer semestre de 2017 de las instalaciones que utilicen como combustible principal biomasa con autorización de explotación definitiva en 2017 aprobadas en la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre¹⁰ (que no es sino la prevista en el artículo 6 de la IET/1345/2015, con las particularidades que les son propias), en tanto que la disposición transitoria única establece que los valores de los parámetros retributivos recogidos en la propuesta serán de aplicación desde el 1 de enero de 2017¹¹.

III. ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se ha recibido alegaciones de:

Administraciones:

- Gobierno del Principado de Asturias
- Xunta de Galicia

Asociaciones:

⁹ Aprobado mediante el Acuerdo por el que se ordena la publicación del precio medio anual del mercado diario e intradiario el último año del presente semiperiodo regulatorio en aplicación del artículo 22.4 del real decreto 413/2014, de 6 de junio, de fecha 18 de octubre de 2016 ([INF/DE/151/16](#)).

¹⁰ Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos.

¹¹ Dado que la orden no podrá ser aprobada antes de esa fecha, esta disposición no revestirá de hecho carácter transitorio.

- ACOGEN (Asoc. española de Cogeneración)
- AEE (Asoc. Empresarial Eólica)
- APPA (Asoc. de empresas de energías renovables)
- COGEN (Asoc. española para la promoción de la Cogeneración)
- PROTERMOSOLAR (Asoc. española de la industria solar termoeléctrica)
- UNEF (Asoc. Unión Española Fotovoltaica)
- UNESA (contiene las alegaciones de GasNatural Fenosa y Viesgo)

Otras alegaciones:

- ACCIONA
- CENTRAL HIDROELÉCTRICA SOLÁN DE CABRAS
- CEPSA
- ENDESA
- SAETA YIELD, S.A.
- TORRESOL ENERGY INVESTMENTS, S.A.

Asimismo, el Consejo de Consumidores y Usuarios y la Generalitat de Catalunya han presentado sendos informes de ‘no alegaciones’.

En anexo se incluyen los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad. Se recoge a continuación una síntesis de los aspectos considerados más relevantes de estos comentarios:

Alegaciones de índole general y sobre el modelo retributivo

Más allá del estricto ámbito normativo de la propuesta, varias alegaciones solicitan un replanteamiento del modelo retributivo actual tal que aproxime la duración del llamado período regulatorio a la vida útil regulatoria, de modo que se reduzcan las incertidumbres que periódicamente (cada 3 y, especialmente, cada 6 años) consideran afrontan los agentes en la gestión y financiación de instalaciones ligadas a inversiones con muy largos plazos de amortización (en torno a 20 años), y la apertura de un diálogo al respecto entre el Ministerio y los representantes del sector. Una empresa destaca que no existe suficiente transparencia en cuanto a la determinación de los costes de explotación estándar empleados en la definición de los parámetros aplicables a las distintas instalaciones tipo, lo cual introduce riesgos de incertidumbre y arbitrariedad.

Otras asociaciones y una comunidad autónoma se quejan de la existencia de los límites inferiores establecidos para la determinación del llamado ‘valor de ajuste’ que reconoce, al cabo de cada semiperíodo regulatorio de tres años, las desviaciones observadas en el precio de mercado real respecto al inicialmente estimado. En el caso del primer semiperíodo transcurrido (2014 a 2016), la existencia de límites inferiores ha llevado a que el 60% de los menores ingresos que se han percibido del mercado en relación a lo previstos no se vayan a recuperar.

Una de las asociaciones añade que la norma debería especificar exactamente los conceptos (diario, intradiario, bilaterales...) tomados en cuenta en el cálculo del precio de mercado considerado.

Estimaciones de precio de mercado

Muchas de las alegaciones recibidas tachan de excesiva la estimación de 52 €/MWh realizada en el Anexo V de la propuesta para el precio medio de mercado de 2020 en adelante, y la consideran arbitraria e injustificada. Excesiva por ser más de un 20% superior a la contemplada para años anteriores (2017-2019), y muy superior también a la cotización de los futuros de OMIP durante el trámite de audiencia para el producto 'YR-20' (del orden de 41,87 €/MWh en base y 46,21 €/MWh para la punta), y arbitraria e injustificada porque consideran que no se ha argumentado suficientemente el mantenimiento del valor empleado durante el pasado semiperíodo para los ejercicios del 2017 en adelante, más allá de señalar que la Ley del Sector no obliga expresamente a ello, lo cual consideran vulneraría los principios de transparencia y buena administración. Una de las asociaciones valora el impacto de dicha estimación, solo para el sector eólico, en una menor retribución en aproximadamente 167 millones de euros al año durante el próximo semiperíodo regulatorio. Una de las empresas explica que esta sobreestimación del precio del mercado a futuro introduce además una distorsión añadida entre las tecnologías que solo perciben retribución a la inversión respecto a las que también perciben retribución a la operación, perjudicando a las primeras respecto a las segundas.

Coefficiente de apuntamiento

Algunas asociaciones consideran que el coeficiente de apuntamiento debería ser calculado para la totalidad del semiperíodo regulatorio precedente (no promediando medias anuales)¹² o bien de acuerdo con medias ponderadas por la energía producida, en lugar de aritméticas, para mejor capturar su efecto en tecnologías cuya producción reviste un marcado carácter estacional; en particular, una de dichas asociaciones considera que debería distinguirse entre los apuntamientos de la solar fotovoltaica y la solar termoeléctrica. Una empresa se suma a esta última alegación y añade que, a su vez, debiera distinguirse a este respecto entre termoeléctricas con y sin almacenamiento.

Otras asociaciones y una empresa no plantean otra metodología alternativa, pero considera la existente insuficientemente detallada.

¹² A este respecto, cabe señalar que, según estimaciones realizadas por este organismo, el impacto global sobre la retribución específica del horizonte temporal considerado en el cálculo de los coeficientes de apuntamiento es pequeño: si en lugar de considerar los años 2014 y 2015 se hubieran tomado los últimos tres años completos disponibles en el momento del cálculo (2013, 2014 y 2015), el impacto sobre la retribución específica total estimada para 2017 apenas llegaría a los 5 millones de euros (es decir, inferior al 0,07%).

Límites inferiores y superiores

Varias alegaciones critican que se hayan estrechado (de ± 4 y ± 8 €/MWh, a $\pm 3,43$ y $\pm 6,86$ €/MWh, respectivamente) las bandas de precios definidas por los límites inferiores y superiores contemplados para aplicar el ajuste por desviaciones en el precio del mercado establecido en el artículo 22 del RD 413/2014. Consideran que no tiene por qué mantenerse una proporcionalidad entre la amplitud de dichos límites y la magnitud de la estimación usada como referencia central para los precios medios de mercado; temen que, del mismo modo que en el pasado semiperiodo regulatorio precios de mercado inferiores a los previstos no han sido objeto de compensación (o bien lo han sido solo en parte) por quedar situados dentro de dichos límites, en un futuro podrían no capturar todos o parte de los ingresos obtenidos por la venta de energía a precios de mercado superiores a los de referencia, de sobrepasar la diferencia registrada unos límites que ahora se reducen.

En cambio, una asociación y dos empresas solicitan que se supriman los límites, de modo que la totalidad de la diferencia, positiva o negativa, respecto a los ingresos estimados por venta de energía al precio de mercado, se liquiden al cabo de cada año¹³. De forma supletoria, proponen, junto con otra empresa que se definan límites distintos por tecnologías, teniendo en cuenta la distinta proporción que para unas y otras tecnologías representan las ventas de energía a mercado sobre el total de ingresos percibidos (subraya que la redacción del artículo 22 del RD 413/2014 contempla la definición de límites por instalaciones tipo). Consideran además que al realizar el cálculo del ajuste, en lugar de solo comparar precios de mercado reales y previstos, deberían asimismo incorporarse los coeficientes de apuntamiento reales y previstos.

Instalaciones hidráulicas (sin Ro) con costes de explotación superiores a los ingresos de explotación previstos

Una asociación y una empresa destacan que, de acuerdo con la información proporcionada en el Anexo VI de la propuesta, para todas las instalaciones del subgrupo b.4.1 (fluyentes) de potencia menor o igual a 1 MW, así como para algunas instalaciones del subgrupo b.4.2 (pie de presa) de potencia menor o igual a 1 MW (en particular las correspondientes a las instalaciones tipo comprendidas de la IT-00733 a la IT-00743, ambas inclusive), los costes estimados de explotación son superiores a la estimación de ingresos por venta de electricidad al precio de mercado para el semiperiodo 2017-2019, por lo que entienden que habría de reconocérseles una retribución a la operación (Ro). Una empresa considera que, alternativamente (a la existencia de una Ro), el valor neto del activo en este nuevo semiperíodo debería ser superior al del precedente (incrementándose por lo tanto la retribución a la inversión, Rinv).

Horas equivalentes de funcionamiento

¹³ Quitar los límites eliminaría la exposición al riesgo de precio de mercado.

Una comunidad autónoma solicita que se revisen a la baja las horas equivalentes de funcionamiento umbral y mínimas para las instalaciones fotovoltaicas ubicadas en zonas con bajo recurso solar (zona I).

Una asociación solicita que se supriman las horas de funcionamiento máximas previstas para las biomasas (grupos b.6 y b.8), pues con carácter general el diseño de dichas instalaciones fue optimizado de acuerdo con una utilización prácticamente constante, con solo las paradas imprescindibles para realizar los mantenimientos previstos por los proveedores de los equipos. Considera erróneo basarse en datos históricos de disponibilidad media porque los mismos no reflejarían las horas en que dichas instalaciones funcionaban en régimen de excedentes o autoconsumo (sin exportación de energía eléctrica a la red). Solicita asimismo que no se consideren, a los efectos del cómputo de las horas de funcionamiento mínimas —y de los porcentajes mínimos trimestrales— las situaciones de parada por causa de fuerza mayor (*avería, overhaul*) o debidas a reducciones de carga por restricciones del sistema no imputables a la generación.

Esta misma asociación solicita que en el caso de las instalaciones de biogás (grupo b.7) se supriman tanto el umbral de funcionamiento como las horas equivalentes de funcionamiento mínimas y máximas, pues considera su aplicación absurda por ajena al régimen de utilización de dichas plantas, condicionado a muy diversas circunstancias que escapan al control del generador.

Precio de la biomasa

Una asociación afirma que los precios de los combustibles considerados en la propuesta para el grupo b.6 *«en ningún caso se aproximan a los verdaderos precios de las biomasas que se están valorizando actualmente»*, resultando inferiores a los reales. Considera esto fácilmente contrastable cotejando los precios de la propuesta con los contemplados en el estudio técnico 'Evaluación del potencial de energía de la biomasa' que acompañó el Plan de Energías Renovables PER 2011-2020. En cuanto a los precios a reconocer propuestos para la adquisición de la biomasa por las instalaciones del grupo b.8, los considera *«muy ajustados incluso cuando el combustible utilizado es generado por industrias ubicadas en el mismo lugar donde aquél se consume»*, quedándose por debajo en los que debe transportarse desde otra localización (lo cual considera ocurre con aproximadamente el 50% de la biomasa valorizada). Solicita asimismo la indexación del precio de las biomasas al IPC con carácter al menos anual.

Porcentajes de corrección trimestral

Varias empresas consideran que, en especial en el caso de las instalaciones solares fotovoltaicas, deberían establecerse unos porcentajes de corrección

trimestral (que suelen aplicarse solo en caso de averías o funcionamientos anómalos) más acordes con el coeficiente 'd' exigido en base anual, para así prevenir situaciones de impago por parte de los titulares, en especial cuando cambian de representante. Adicionalmente, una de las empresas solicita una revisión de las condiciones de representación, eliminando la obligatoriedad de la representación en nombre propio y por cuenta ajena para los representantes de referencia, por la situación de quebranto económico que dicha actividad les supone.

Factores A, B y C en instalaciones cuyos costes de explotación dependen esencialmente del combustible

Dos asociaciones consideran que la propuesta y la MAIN que la acompaña siguen sin aclarar definitivamente el procedimiento de cálculo de los parámetros A_n , B_n y C_n , pues no se conoce la información empleada en su determinación, lo cual impide reproducir su cálculo, así como establecer previsiones a futuro. En particular, la propuesta no aclara qué variables se encontrarían incluidas en el término C_n , como podrían ser las divergencias entre el precio medio de mercado previsto implícito en el cálculo de la retribución a la operación (R_o) y el precio real observado, semestre a semestre¹⁴, o la variación del valor de los derechos de emisión. En este sentido, una comunidad autónoma solicita que se ajusten mediante el parámetro C las variaciones del precio de mercado no cubiertas mediante la aplicación de los límites.

Por otro lado, una asociación critica asimismo que la propuesta tampoco precise la forma en que se toma en consideración el impuesto sobre el valor de energía eléctrica, explicación que considera necesaria para aclarar que no exista una posible doble imposición del mismo (en el caso de no haber sido adecuadamente ajustado en el cálculo de las retribuciones a la inversión, R_{inv}).

Período considerado en la actualización de los precios

Varias asociaciones y una comunidad autónoma señalan que la propuesta considera el período comprendido entre abril y septiembre de 2016 a los efectos de la actualización de los precios de combustible (en aplicación de lo previsto en el artículo 4 de la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio). Ahora bien, en la

¹⁴ En efecto, según la MAIN que acompañó la propuesta normativa luego aprobada como Orden IET/1209/2106, de 20 de julio, el parámetro C_n :

*«Cuantifica el desplazamiento lineal semestral de la retribución a la operación sin considerar la influencia en la variación del precio del combustible y sus unidades son euros por energía vendida a la red. Depende de las prestaciones energéticas (rendimientos), de los costes de explotación diferentes al de los combustibles y de los ingresos de explotación adicionales a la retribución a la operación (**ingresos por precio de mercado** y por valoración económica del calor transferido al proceso para plantas de cogeneración y tratamiento de residuos). Varía también para cada instalación tipo y a lo largo de los semestres debido a variaciones de los costes económicos y, en el caso de cogeneración tratamiento de residuos, también por las variaciones de los rendimientos. Su valor es próximo o coincidente con cero.»*

actualización correspondiente al segundo semestre de 2016 se utilizó el período que va de noviembre de 2015 a abril de 2016, luego los precios de este último mes se solaparían en ambas actualizaciones. Solicita por lo tanto que para la actualización del primer semestre de 2017 se emplee el período de mayo a noviembre de 2016. Análogamente, solicita asimismo que se utilice el tipo de cambio dólar / euro correspondiente al mes de octubre, y no el de septiembre.

Adicionalmente, y en relación con la revisión de la estimación de los precios del mercado de electricidad, una empresa solicita que la normativa explicita cuáles serán los seis meses a contemplar en dicha revisión (la propuesta toma los comprendidos entre abril y septiembre de 2016, pero la norma solo hace referencia a «*los últimos que se encuentren disponibles en el momento en que se efectúe la revisión*»).

Cánones eólicos y tributos autonómicos

Fuera del ámbito de aplicación de la norma sometida a informe, aunque relacionada con ella, una empresa solicita que se implementen cuanto antes los suplementos territoriales previstos en la legislación de rango superior a los peajes soportados por los clientes ubicados en las comunidades autónomas que aplican determinados tributos (como por ejemplo los llamados *cánones eólicos*) sobre instalaciones sujetas a régimen retributivo específico.

Ampliación excepcional del plazo para la presentación de la solicitud de renuncia temporal

Una asociación hace ver que, con la entrada en vigor de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, de Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas (según la cual los sábados no son considerados hábiles), el plazo de 15 días de antelación previsto en el artículo 34.2 del RD 413/2014 para las renunciaciones a partir del mes de enero de 2017 expiró el 8 de diciembre de 2017 (festivo en Madrid), en tanto que la propuesta fue remitida al Consejo Consultivo el día 7 de diciembre. Solicita por lo tanto que, de forma excepcional, el plazo para la solicitud de renunciaciones temporales sea extendido a los quince días siguientes a la entrada en vigor de la propuesta.

Valor de ajuste para instalaciones que finalizan su vida útil

Dos asociaciones echan en falta que la propuesta incluya expresamente el importe de la retribución correspondiente al valor de ajuste por desviaciones respecto al precio de mercado estimado para aquellas instalaciones que hayan finalizado su vida útil durante el semiperíodo regulatorio recientemente concluido, concretando así lo previsto en el apartado 6 del artículo 22 del RD 413/2014.

Alegaciones que atañen a instalaciones tipo concretas

Una asociación señala que para la IT-00618 (la solar termoeléctrica hibridada con biomasa) no se ha tenido en cuenta la degradación¹⁵, que se reflejaría en una disminución de las horas equivalentes.

Una empresa titular de una instalación clasificada en la IT-00987 (plantas del grupo c.2, con gas residual por combustible y año de autorización de explotación definitiva igual o anterior a 1996) solicita que, dado que su vida útil regulatoria concluye al final de 2018 (un año antes por lo tanto del fin del semiperíodo regulatorio) se adapte el cálculo de su retribución a la inversión (Rinv) en consecuencia, de modo que recupere el valor neto actual reconocido en dos años, no en tres.

IV. CONSIDERACIONES

La propuesta de revisión de los parámetros retributivos hace referencia a todas las instalaciones tipo aprobadas hasta ahora que, en número superior a 1.500, se reparten entre seis órdenes, lo que permite reunir en una sola disposición los parámetros de todas ellas. Esta Sala puso de manifiesto en su Informe sobre la propuesta de Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo (Orden IET/1045/2014, de 16 de junio)¹⁶ que *“la clasificación empleada es, pese a su complejidad, posiblemente la más objetiva, y probablemente también la más robusta; arroja valores esperables cuando una IT engloba un volumen de instalaciones tal que permite alcanzar un grado de representatividad suficiente, o bien cuando, aun agrupando un número reducido de instalaciones (en el extremo, solamente una) estas son muy parecidas entre sí”*.

El grado de complejidad alcanzado por el modelo retributivo desarrollado, que descansa enteramente sobre el concepto de instalación tipo, se centra en retribuir fundamentalmente la inversión pero es de aplicación, desde la fecha de su puesta en servicio, a instalaciones a las que con el modelo retributivo previo se retribuía la producción.

Para que la metodología actual recoja detalladamente los ingresos percibidos durante la aplicación de la anterior, se ha recurrido a segmentar las instalaciones según un elevado número de criterios: a los evidentes, como las distintas tecnologías (para una mayoría de las cuales se consideran distintos subtipos) o fecha de entrada en servicio (con detalle de convocatoria trimestral, en el caso de la fotovoltaica puesta en marcha entre los años 2009 y 2011, o de la

¹⁵ De acuerdo con la memoria que acompañó la propuesta de orden luego aprobada como IET/1045/2014, para el subgrupo b.1.2 (solar termoeléctrica) *«A partir de 2014, se considera que todas las instalaciones sufren una pérdida de rendimiento, y por tanto de producción, del 0,20% anual, que empieza a aplicar en 2015.»*

¹⁶

https://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/140403_Informe_Renovables_pdf.pdf

de la retribución específica, ya que los ingresos regulados presentes se reducen de forma proporcional a la expectativa de incremento de los ingresos futuros por la venta de energía a mercado (una vez aplicado a estos últimos el correspondiente descuento según la tasa considerada). El impacto es tanto mayor cuanto más larga es la vida útil regulatoria residual de la instalación tipo en cuestión.

La CNMC, con motivo de su *‘Informe a la Propuesta de Orden [que dio lugar a la IET/1045/2014] por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo’* (ENER/37/2014/EE), de fecha 3 de abril de 2014, ya echó en falta *«la concreción de una metodología reproducible que defina expresamente la forma de obtención de dichas estimaciones. Con independencia de cuáles sean los precios finalmente propuestos, lo cuales habrán de ser en todo caso objeto de revisión, se recomienda modificar la redacción de los citados anexos III y VI de modo que se describa el procedimiento seguido para su obtención.»* Esta recomendación fue atendida en lo que atañe a los precios del mercado para los años del actual semiperiodo, 2014 a 2016 (estimados en valores iguales a 48.21, 49.52 y 49.75, respectivamente); sin embargo, *«De 2017 en adelante, se ha adoptado la hipótesis de que el precio del mercado eléctrico se mantiene constante en un valor de 52 €/MWh.»*, hipótesis para la que no se proporcionaba argumento alguno.

En el *Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017* ya se puso de manifiesto que *«Con independencia de que los valores estimados para el inminente semiperiodo regulatorio se sitúen entre 6 y 8 €/MWh por debajo de los estimados en su día para el semiperiodo precedente, la MAIN que acompaña la propuesta de Orden de parámetros justifica el mantenimiento de la estimación de 52 €/MWh para los años de 2020 en adelante en que, “de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, las únicas estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, que deben revisarse cada tres años son las correspondientes al resto del periodo regulatorio, es decir, en este caso a los años 2017, 2018 y 2019”*

El párrafo del art. 14.4 de la LSE al que se alude reza como sigue: «Cada tres años se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento.» Luego en efecto la revisión se produce cada semiperiodo regulatorio (de tres años) y *«para el resto del periodo»* (de seis años). Ahora bien, la LSE no impone que el precio de mercado estimado para los ejercicios posteriores a la finalización del presente periodo regulatorio deba mantenerse en una cifra que no se justifica ahora, como tampoco se justificó en su momento con motivo de la propuesta que devendría en IET/1045/2014, con la diferencia de que ahora se compadece mucho más

difícilmente con la de aquellos precios para cuya estimación sí existe una metodología, ligada además a las cotizaciones del mercado de futuros.».

Cabe señalar, además que las estimaciones propuestas se apartan de las estimaciones recogidas en la MAIN que acompaña 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’, recibida de forma simultánea a la propuesta de peajes de acceso para 2017¹⁸. En efecto, esta otra propuesta normativa, cuya finalidad se centra precisamente en establecer referencias para el largo plazo con un horizonte temporal que abarca seis años a partir de 2017, fija en 41,62 €/MWh la estimación del precio medio del mercado diario para los años 2020 a 2022, en contraste con la cifra de 52 €/MWh arriba comentada:

Propuesta OM	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Previsión 2017-2020	42,31	41,75	42,00	41,62	41,62	41,62
Actualización de parámetros	42,13	41,65	41,82	52,00	52,00	52,00

Por otra parte no debiera mantenerse por un lapso de tiempo tan prolongado como seis años (los que abarca un periodo regulatorio) la estimación del precio de mercado a largo plazo, cuando las previsiones del precio de mercado a plazos más cortos se alejan de la estimación a largo plazo, máxime cuando no existe una metodología para su fijación.

La estabilidad financiera del sistema eléctrico ha sido identificada como uno de los principios rectores de toda la reciente normativa sectorial y, en particular, del Real Decreto 413/2014¹⁹, por lo que debe analizarse el impacto de mantener el precio en 52 €/MWh para contribuir a esta estabilidad. Por el momento, tiene el efecto de contener una de las principales partidas que conforman los costes del sistema, pero dado que se trata de una previsión situada muy por encima de la realizada para los años del semiperíodo regulatorio que se inicia en 2017, merece la pena considerar detenidamente qué consecuencias tendría que el valor finalmente observado se apartara del previsto en una proporción comparable:

Si al terminar el ejercicio 2019 (y por lo tanto el semiperíodo y también el actual período regulatorio) el precio medio del mercado estuviera significativamente por debajo de los 52 €/MWh, a medida que determinadas instalaciones tipo

¹⁸ Informe aprobado el 20 de diciembre de 2016 ([IPN/CNMC/030/16](#)).

¹⁹ Según la exposición de motivos del RD 413/2014: «Este real decreto, junto con el resto de medidas en el ámbito del sector eléctrico aprobadas a lo largo de 2013 y 2014, se encuadran dentro del Programa Nacional de Reformas, presentado por el Gobierno de España a la Comisión Europea el 30 de abril de 2013, en el que se contenía el compromiso del Gobierno de presentar un paquete de medidas normativas con vistas a garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.»

perceptoras de régimen retributivo específico entrasen en su último sexenio de vida útil regulatoria, ya no cabría la posibilidad de considerar que unos menores ingresos regulados presentes se verían compensados por unos mayores ingresos futuros por ventas de energía a mercado, y el ajuste debería hacerse en sus (de 1 a 6) años de vida útil regulatoria residual. Para las instalaciones tipo que concluyeran dicha vida útil en los primeros años del período regulatorio, el ajuste sería brusco, como también lo sería su impacto sobre los costes del sistema.

Si, por el contrario, al terminar el ejercicio 2019 el precio medio del mercado estuviera significativamente por encima de los 52 €/MWh, el sistema habría estado adelantando dinero a los productores perceptores de retribución específica por hasta 6 años, y la recuperación de esos sobreingresos resultaría complicada; baste señalar que la implementación de la disposición transitoria octava ('Particularidades relativas a determinadas liquidaciones del régimen retributivo específico') del Real Decreto 413/2014, requirió cuatro redacciones sucesivas en el plazo de dieciocho meses.

En definitiva, la previsión del precio medio de mercado a muy largo plazo es relevante en la definición del modelo retributivo, y es evidente que su estimación precisa resulta muy difícil. La mejor manera de salvaguardar la estabilidad financiera que la regulación persigue pasaría por adoptar una previsión continuista con respecto a la empleada para aquellos años en los que sí se dispone de un procedimiento de cálculo apoyado en los resultados de los mercados a plazo. Esto es lo que se ha planteado con motivo de 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*', remitida por el mismo órgano directivo en las mismas fechas, y es la práctica habitual en cualquier ejercicio de prospectiva: al no haber metodología definida ni cotizaciones de futuros a tan largo plazo, se recurre a escenarios tendenciales; tales escenarios no contemplan cambios bruscos en sus parámetros clave, y este lo es.

La IET/1045/2014 ahora vigente estableció los 52 €/MWh como referencia para los años 2017 en adelante cuando ese valor se situaba 2,25 €/MWh por encima de la previsión empleada para 2016; plantear ahora un salto más de cuatro veces mayor para mantener un valor cuya estimación no se explicó entonces resulta difícilmente justificable. El argumento de que la literalidad de la LSE sólo prevé revisar las estimaciones de ingresos por venta de energía a mercado «*para el resto del periodo regulatorio*» no resulta convincente, ya que supone una rigidez innecesaria en el modelo retributivo. No parece adecuado que se reconozca la necesidad de recoger la variabilidad de los precios de mercado en plazos de duración inferior al periodo regulatorio, y en cambio se tenga que mantener el precio del mercado a largo plazo.

4.2 Sobre los costes previstos del régimen retributivo específico.

El análisis de impacto económico y presupuestario incluido en la MAIN que acompaña a la propuesta prevé «*un incremento de coste anual debido a la percepción de la retribución a la inversión y a la retribución a la operación en virtud de la actualización de parámetros retributivos*» que realiza la misma de algo más de 568 M€, pasando de unos 6.502 M€ en 2016 a aproximadamente 7.071 M€ en 2017. En estas cifras faltaría por añadir la retribución diferencial reconocida a las plantas de tratamiento de purines²⁰.

Ahora bien, la MAIN que acompaña la propuesta de orden de peajes de 2017 prevé 6.403 M€ para el cierre de 2016 y 6.987 M€ para 2017, y detalla que en esas partidas no se ha tenido en cuenta el régimen retributivo específico percibido por instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares. Respecto de la no consideración de la retribución específica de dichas instalaciones, se remite a las consideraciones recogidas en el citado '*Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017*' de fecha 21 de diciembre de 2016. Más allá de dicha consideración, resulta difícil conciliar unos y otros datos sin más información que la aportada en las respectivas memorias. Parece, sin que sea explícito que, por un lado, en la propuesta de parámetros retributivos sí se incluye la retribución específica correspondiente a las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares (que según estimaciones de la CNMC ascenderían a unos 132 M€ para 2017); por otro lado que la propuesta de peajes no incluye la retribución diferencial de las plantas de tratamiento de purines. A falta de más datos, cabe señalar la incoherencia entre ambas previsiones.

4.3 Sobre los porcentajes trimestrales aplicados en el cálculo de horas equivalentes de funcionamiento.

En varios Anexos a la propuesta se establecen los diferentes porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (en porcentaje). Con carácter general, se observa que estos parámetros no evolucionan de manera lineal (esto es, no son el 25%, 50% y 75%, respectivamente), sino que, en línea con lo ya presentado en la IET/1045/2014, alcanzan valores significativamente inferiores, en particular en la revisión de los 9 meses.

Así, a modo de ejemplo, en el caso de IT-00023 (que actualmente cuenta con 327 instalaciones fotovoltaicas en esta tipología), en el mes de septiembre (liquidación de octubre) solo se le exigiría, para cobrar la totalidad del régimen

²⁰ Como se ha expuesto, la propuesta no actualiza los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de tratamiento de purines de porcino aprobadas en el apartado 2 del Anexo I de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio; los parámetros retributivos de aplicación al primer semiperiodo regulatorio han sido anulados por sentencia del Tribunal Supremo.

retributivo específico previsto, llegar a 377 horas equivalentes (por ser el porcentaje aplicable a los 9 meses de un 30%), mientras que en noviembre (liquidación de diciembre) se requeriría una producción de 1.255 horas equivalentes de funcionamiento.

El efecto de este hecho en el desarrollo de la liquidación del régimen retributivo específico es que, para numerosas instalaciones cuya producción anual sea baja, aun cuando en las liquidaciones provisionales se les vaya abonando la retribución específica completa, al llegar el final de año, cuando se aplica el coeficiente corrector de horas de manera completa, debe producirse una devolución de las cantidades anteriormente percibidas. Debe tenerse en cuenta asimismo que esta devolución afecta a las 12 liquidaciones del año natural. En particular, el valor económico de las reliquidaciones debidas a esta circunstancia fue de 32 y 21 millones de euros en los años 2014 y 2015, respectivamente.

Por lo tanto, se propone una revisión al alza de los porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los períodos de 3, 6 y 9 meses.

4.4 Sobre el incentivo a la inversión.

Con motivo del 'Informe de la CNMC sobre la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares'²¹ se transmitió la preocupación por el hecho de que *«establecer en un 45 % el valor del coeficiente del umbral para la percepción del incentivo a la inversión²² podría ser demasiado exigente. El objetivo último de la propuesta [que sería aprobada como IET/1459/2014] es alcanzar la reducción del coste de explotación de cada SENP, y el incentivo se concibe como una manera de reforzar y acelerar la sustitución de parte de la generación fósil convencional por instalaciones renovables económicamente más competitivas. Con la redacción propuesta, ese incentivo se hace inaccesible para instalaciones que logren costes un 25%, 30% 44% inferiores a los ahora soportados, lo cual representaría un ahorro no desdeñable. [...]»*

²¹ Aprobado con fecha 12 de junio de 2014 ([IPN/DE/0005/14](http://www.cnmc.es/interior/interior.do?accion=verDetalle&id=1459)).

²² En efecto, la disposición adicional segunda de la IET/1459/2014 fija *«para el primer semiperiodo regulatorio los valores del coeficiente del umbral para la percepción del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (A) y del coeficiente del incentivo (B) en 0,45 y 0,06 respectivamente.»* Estos coeficientes son parte de la formulación que el artículo 18 del RD 413/2014 hace de dicho incentivo, el cual sería percibido por las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares cuando la diferencia entre el coste anual variable de generación a efectos de liquidación para el territorio en cuestión menos la suma de la retribución específica y el precio medio peninsular resulte igual o superior al 45% del antedicho coste.

Por otro lado, y de acuerdo con lo especificado en la MAIN, se considera que la propuesta no debiera actualizar los parámetros retributivos de las instalaciones tipo definidas en el Anexo I de la citada IET/1459/2014²³, que se refieren a instalaciones tipo de referencia ligadas a una convocatoria de subasta que aún no ha tenido lugar, sino que debiera limitarse el contenido del Anexo IV de la propuesta a las instalaciones tipo de códigos comprendidos del IT-03103 al IT-03137 (es decir, la incluidas en el Anexo II de la citada IET/1459/2014, que se refiere a las instalaciones eólicas canarias previstas en la disposición adicional sexta de esa misma norma).

4.5 Sobre el valor de ajuste ‘Vajdm’ para determinadas instalaciones tipo

En el Anexo VI de la propuesta figuran los parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, incluido el denominado ‘Vajdm’ (valor de ajuste en €/MW por desviaciones en el precio del mercado diario e intradiario en cada año del semiperiodo regulatorio). Se han reproducido los cálculos de dicho parámetro Vajdm para varias instalaciones tipo (IT) pertenecientes a diferentes tecnologías, obteniendo en todos los casos el resultado esperado, excepto en las IT’s correspondientes a las tecnologías solar termoeléctrica y fotovoltaica, para las que se ha detectado una discrepancia.

A continuación se muestra la comparación, para la totalidad de las IT’s de solar termoeléctrica y para una pequeña muestra de las fotovoltaicas, entre el valor Vajdm que figura en la propuesta y el calculado; para los ejercicios 2014 y 2016 el primero es superior al segundo —y más favorable por tanto para las instalaciones en cuestión—, siendo el sesgo constante para todas las IT’s de ambas tecnologías²⁴:

²³ Dicho Anexo I se refiere a los ‘Parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia de tecnología fotovoltaica en los sistemas eléctricos no peninsulares y de tecnología eólica en los sistemas eléctricos Balear, Ceutí y Melillense, aplicables a la primera convocatoria de la subasta y al primer semiperiodo regulatorio’, siendo así que no se ha celebrado aún dicha primera convocatoria; por otro lado el Anexo II de la repetida IET/1459/2014 contiene los ‘Parámetros retributivos de las instalaciones tipo de tecnología eólica en el Sistema Eléctrico Canario’.

²⁴ Por otro lado, y aunque se trate de una diferencia apreciable en términos proporcionales respecto al Vajdm calculado, representaría un incremento medio anual de retribución específica para las instalaciones afectadas inferior al 0,1%.

Termosolar Vajdm, en [€/MW]									
Código IT	Propuesta			Calculado CNMC			Diferencia		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
IT-00601	3.126	0	12.853	2.193	0	11.013	42,5%	0,0%	16,7%
IT-00602	3.126	0	12.853	2.193	0	11.013	42,5%	0,0%	16,7%
IT-00603	3.126	0	12.853	2.193	0	11.013	42,5%	0,0%	16,7%
IT-00604	3.126	0	12.853	2.193	0	11.013	42,5%	0,0%	16,7%
IT-00605	3.126	0	12.853	2.193	0	11.013	42,5%	0,0%	16,7%
IT-00606	4.169	0	17.137	2.924	0	14.683	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00607	4.169	0	17.137	2.924	0	14.683	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00608	4.169	0	17.137	2.924	0	14.683	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00609	4.169	0	17.137	2.924	0	14.683	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00610	4.169	0	17.137	2.924	0	14.683	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00611	4.169	0	17.137	2.924	0	14.683	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00612	2.866	0	11.782	2.010	0	10.097	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00613	2.866	0	11.782	2.010	0	10.097	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00614	6.996	0	28.761	4.907	0	24.645	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00615	0	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%
IT-00616	2.299	0	9.451	1.613	0	8.097	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00617	2.299	0	9.451	1.613	0	8.097	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00618	6.676	0	27.554	4.683	0	23.610	42,6%	0,0%	16,7%

Solar PV Vajdm, en [€/MW]									
Código IT	Propuesta			Calculado CNMC			Diferencia		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
IT-00026	2.526	0	10.321	1.772	0	8.845	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00027	2.526	0	10.321	1.772	0	8.845	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00028	2.526	0	10.321	1.772	0	8.845	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00029	2.526	0	10.321	1.772	0	8.845	42,6%	0,0%	16,7%
IT-00030	2.526	0	10.321	1.772	0	8.845	42,6%	0,0%	16,7%

4.6 Sobre la retribución a la operación 'Ro' de determinadas instalaciones tipo de biomasa

La IT-04003 es una de las instalaciones tipo que se engloba en la 'instalación tipo de referencia' ITR-0101, aplicable a las biomásas (grupos b.6 o b.8) situadas en el sistema eléctrico peninsular aprobadas por la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre; en particular, se corresponde con aquellas cuyo año autorización de explotación definitiva es 2017. Con independencia del resultado de la subasta que definió su retribución a la inversión, la propuesta establece su retribución a la operación (Ro) para el primer semestre de 2017 en 50,235 €/MWh, cifra alejada de los 58,045 €/MWh previstos para la IT-04002 (que se corresponde con la misma ITR-0101, solo que con puesta en marcha en 2016). Sorprende una diferencia tal entre instalaciones tipo totalmente análogas con solo un año de diferencia en su año de autorización. Como referencia, las Ro's de las IT's 00846 a 00848 (o bien de las IT's 00870 a 00872), que se corresponden con las b.6 (o b.8) con fechas de puesta en marcha entre 2014 y 2016, respectivamente, son casi coincidentes entre sí y siguen una correlación parecida.

Por otra parte, no se ha logrado reproducir la Ro para el primer semestre de 2017 de las IT's 00825 a 00845 (correspondientes a las b.6 con puesta en servicio de 1996 o anteriores a 2016), ni de las IT's 00849 a 00869 (correspondientes a las b.8 con puesta en servicio de 1996 o anteriores a 2016), obteniéndose valores superiores a los propuestos en aproximadamente entre 3,50 y 5,40 €/MWh²⁵. A continuación se muestran las diferencias halladas, IT a IT.

b.6. Año 2017 (1 ^{er} sem.)	IT-00825	IT-00826	IT-00827	IT-00828	IT-00829	IT-00830	IT-00831	IT-00832	IT-00833	IT-00834
Coste Comb (€/t)	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91
PCI(MWh _{PCI} /t)	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49
A (MWh _{PCI} /MWh _e)	5,659	5,659	5,659	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,001
Costes Exp. (€/MWh _e)	47,64	46,51	46,10	44,28	43,93	43,64	43,40	43,04	42,71	42,71
Ingresos Venta (€/MWh _e)	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33
Ro Estimada	82,996	81,866	81,456	72,236	71,886	71,596	71,356	70,996	70,666	69,033
Ro Propuesta	77,554	76,448	76,033	67,344	66,979	66,683	66,486	66,092	65,758	64,261
Diferencia	-5,442	-5,418	-5,423	-4,892	-4,907	-4,913	-4,870	-4,904	-4,908	-4,772

b.6. Año 2017 (1er sem.)	IT-00835	IT-00836	IT-00837	IT-00838	IT-00839	IT-00840	IT-00841	IT-00842	IT-00843	IT-00844	IT-00845
Coste Comb (€/t)	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91
PCI(MWh _{PCI} /t)	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49
A (MWh _{PCI} /MWh _e)	4,888	4,779	4,779	4,779	4,779	4,675	4,625	4,480	4,480	4,480	4,480
Costes Exp. (€/MWh _e)	42,80	42,33	42,55	42,65	42,80	42,80	42,97	42,98	43,13	43,16	43,16
Ingresos Venta (€/MWh _e)	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33
Ro Estimada	67,571	65,605	65,825	65,925	66,075	64,647	64,131	62,151	62,301	62,331	62,331
Ro Propuesta	62,875	61,145	61,252	61,386	61,493	60,205	59,672	57,841	58,017	58,064	58,064
Diferencia	-4,696	-4,460	-4,573	-4,539	-4,582	-4,442	-4,459	-4,310	-4,284	-4,267	-4,281

b.8. Año 2017 (1 ^{er} sem.)	IT-00849	IT-00850	IT-00851	IT-00852	IT-00853	IT-00854	IT-00855	IT-00856	IT-00857	IT-00858
Coste Comb (€/t)	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93
PCI(MWh _{PCI} /t)	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
A (MWh _{PCI} /MWh _e)	5,659	5,659	5,659	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,001
Costes Exp. (€/MWh _e)	37,75	37,12	37,04	35,74	35,58	35,56	35,64	35,63	35,56	35,48
Ingresos Venta (€/MWh _e)	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33
Ro Estimada	57,669	57,039	56,959	49,73	49,57	49,55	49,63	49,62	49,55	48,161
Ro Propuesta	53,264	52,637	52,554	45,747	45,588	45,548	45,631	45,616	45,556	44,264
Diferencia	-4,405	-4,402	-4,405	-3,983	-3,982	-4,002	-3,999	-4,004	-3,994	-3,897

b.8. Año 2017 (1er sem.)	IT-00859	IT-00860	IT-00861	IT-00862	IT-00863	IT-00864	IT-00865	IT-00866	IT-00867	IT-00868	IT-00869
Coste Comb (€/t)	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93	39,93
PCI(MWh _{PCI} /t)	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
A (MWh _{PCI} /MWh _e)	4,888	4,779	4,779	4,779	4,779	4,675	4,625	4,480	4,480	4,480	4,480
Costes Exp. (€/MWh _e)	35,76	35,38	35,61	35,87	36,14	36,32	36,57	36,66	36,8	36,83	36,82
Ingresos Venta (€/MWh _e)	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33	42,33
Ro Estimada	47,198	45,619	45,849	46,109	46,379	45,415	45,115	43,61	43,75	43,78	43,77
Ro Propuesta	43,053	41,900	42,123	42,377	42,639	41,745	41,492	40,121	40,254	40,295	40,276
Diferencia	-4,145	-3,719	-3,726	-3,732	-3,740	-3,670	-3,623	-3,489	-3,496	-3,485	-3,494

²⁵ Para el cálculo se han considerado los costes de combustible indicados en la MAIN que acompaña la propuesta (47,91 €/t y 39,93 €/t para las instalaciones de los grupos b.6 y b.8, respectivamente); los poderes caloríficos establecidos en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio (3,49 MWh_{PCI}/t y 3,63 MWh_{PCI}/t para los grupos b.6 y b.8, respectivamente), así como los parámetros A (en MWh_{PCI}/MWh_e) y costes de explotación (en €/MWh_e), indicados en el Anexo III.B y en las correspondientes fichas del Anexo VI de la propuesta, respectivamente, para cada instalación tipo. El precio de venta se corresponde con los 42,13 €/MWh estimados para 2017, afectados del coeficiente de apuntamiento del 1,0047.

**ANEXO: COMENTARIOS RECIBIDOS DEL
CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD
(CONFIDENCIAL)**