

INFORME A 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, A EFECTOS DE SU APLICACIÓN AL SEMIPERÍODO REGULATORIO QUE TIENE SU INICIO EL 1 DE ENERO DE 2023.

(IPN/CNMC/050/22)

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D.^a Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

Doña María Ortiz Aguilar

Doña María Pilar Canedo Arrillaga

Don Bernardo Lorenzo Almendros

Doña Pilar Sánchez Núñez

Don Carlos Aguilar Paredes

Don Josep Maria Salas Prat

Doña María Jesús Martín Martínez

Secretario del Consejo

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 30 de marzo de 2023

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 (RECORE), a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2023'* (en adelante *'propuesta de orden'*), el Pleno, 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 del artículo 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 29 de diciembre de 2022 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 para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando para informe la propuesta de orden, acompañada de la correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

La presente propuesta tiene por objeto la actualización de los parámetros retributivos (de inversión y de operación) de las instalaciones tipo incluidas en su ámbito de aplicación para el semiperiodo regulatorio comprendido entre 1 de enero de 2023 y 31 de diciembre de 2025, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 20.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, así como la aprobación del precio de mercado estimado para cada año de dicho semiperiodo regulatorio, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.1 del mismo Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Para las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, se establecen los valores de la retribución a la operación para el primer semestre natural del año 2023.

También se lleva a cabo una corrección en los valores de la retribución a la operación de determinadas instalaciones tipo como consecuencia de errores detectados en la formación de los precios del gasóleo desde el segundo semestre de 2020¹.

Con fecha 29 de diciembre de 2022, 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 días hábiles a contar desde la recepción de la documentación remitida. Se han recibido numerosas alegaciones, en su mayoría relacionadas con las instalaciones tipo que utilizan la tecnología de cogeneración. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe, así como una síntesis de estas.

¹ Se modifican los valores de retribución a la operación establecidos para las instalaciones tipo cuyo combustible es el gasóleo incluidas en los correspondiente anexos de la Orden TED/989/2022, de 11 de octubre (de aplicación al segundo semestre del año 2020 y primer semestre del año 2021), de la Orden TED/995/2022, de 14 de octubre (segundo semestre del año 2021), de la Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre (primer semestre de 2022), y de la Orden TED/1295/2022, de 22 de diciembre (segundo semestre de 2022).

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La propuesta de orden consta de un preámbulo, cuatro artículos, una disposición derogatoria, siete disposiciones finales y ocho anexos.

El **artículo primero** define el objeto de la propuesta, expuesto en el apartado anterior, 'Antecedentes'; el **artículo segundo** detalla el ámbito de aplicación de la Orden, que serán las instalaciones tipo definidas en las sucesivas órdenes desde la Orden IET/1045/2014 hasta la recientemente aprobada Orden TED/989/2022, de 11 de octubre.

El **artículo tercero** establece los valores del precio del mercado estimado para los años 2023, 2024 y 2025 fijados respectivamente en 207,88 €/MWh, 129,66 €/MWh y 78,19 €/MWh.

El **artículo cuarto** ('Instalaciones tipo y actualización de sus parámetros retributivos') concentra la parte dispositiva de la propuesta; sus apartados se remiten a los sucesivos anexos cuyo contenido se enumera más adelante.

La **disposición derogatoria única** dispone la derogación de todas las disposiciones de rango igual o inferior en cuanto se opongán a lo establecido en propuesta de orden.

La **disposición final primera** modifica la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables, para establecer un coste mínimo y máximo (100.000 y 150.000 euros, respectivamente) de las subastas celebradas para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables. Si el coste soportado por los adjudicatarios no alcanzara el coste mínimo establecido, la diferencia se reconocería como retribución a la entidad administradora de la subasta. Si superara el máximo, se ajustaría reduciendo el coste unitario soportado por cada adjudicatario.

En las **disposiciones finales segunda a quinta**, se indica que en el Anexo VII de la propuesta de Orden se establecen las modificaciones correspondientes a los valores de la retribución a la operación como consecuencia de errores detectados en la formación de los precios del gasóleo en las órdenes de actualización desde el segundo semestre de 2020 hasta el segundo semestre de 2022.

Las **disposiciones finales sexta y séptima** recogen respectivamente el marco competencial y la entrada en vigor de la propuesta el día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado. No obstante, los valores de los

parámetros retributivos establecidos en esta orden serán de aplicación desde el 1 de enero de 2023 y, en el caso de los valores de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, hasta la fecha más temprana entre el 30 de junio de 2023 y el día anterior a la fecha en la que sean de aplicación los valores aprobados por la orden por la que se establezca la nueva metodología de actualización prevista en el artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo.

El **Anexo I** incluye los códigos identificativos de las instalaciones tipo aprobadas mediante órdenes ministeriales anteriores a la presente orden.

El **Anexo II** recoge los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a los años 2023, 2024 y 2025: retribución a la inversión, número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo, umbral de funcionamiento y demás parámetros retributivos.

En el **Anexo III** se especifican la retribución a la operación y el número de horas de funcionamiento máximo aplicables a los años 2023, 2024 y 2025, o al primer semestre de 2023, según corresponda.

El **Anexo IV** recoge el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación de las instalaciones tipo aprobadas por el anexo II de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, y por la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, para los años 2023, 2024 y 2025.

En el **Anexo V** se establecen las hipótesis de cálculo consideradas para la actualización de los parámetros retributivos propuestos.

El **Anexo VI** incluye el listado de instalaciones tipo cuya vida útil regulatoria ha finalizado con anterioridad al inicio del año 2023.

En el **Anexo VII** se determinan los valores de subsanación de los errores advertidos en la Orden TED/989/2022, de 11 de octubre, la Orden TED/995/2022, de 14 de octubre, Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre, y Orden TED/1295/2022, de 22 de diciembre.

Finalmente, el **Anexo VIII** se recogen los parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.

III. CONSIDERACIONES

Primero. Consideración Previa

En informes a propuestas normativas de actualización de parámetros previas, la CNMC resaltó la necesidad de acortar el tiempo que transcurre entre el periodo para el que se establecen los valores retributivos y su aplicación efectiva, por mucho que la excepcional coyuntura que atraviesan los mercados energéticos dificulte la labor legislativa. Por ello se valora que se haya reducido el lapso entre el desarrollo de la propuesta y su aplicación, de manera que se agilice la liquidación del régimen retributivo específico.

Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 12² del Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre³, se considera necesario abordar a la mayor brevedad la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible prevista en el artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo⁴. Estas instalaciones (muy especialmente las que utilizan gas natural, mayoritario en las instalaciones basadas en tecnologías de cogeneración) atraviesan una coyuntura de precios de los combustibles que ha derivado en una significativa reducción en su producción. El incremento sin precedentes del precio del gas natural ha suscitado la urgente adopción de una sucesión de medidas que han modificado el entorno en el cual se desarrolla la gestión económica y operativa que los titulares hacen de sus instalaciones. Es el caso del mecanismo de ajuste del coste de producción de energía eléctrica regulado

² «A partir del 1 de enero de 2023, [para] la actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, la estimación del precio de los combustibles [...] se llevará a cabo considerando [...] la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio [...]. Se utilizará la citada metodología de estimación del precio de los combustibles [...] hasta que sea de aplicación la orden [...] prevista en el artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo [...].»

³ Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad.

⁴ Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. El apartado 9 de su artículo 5 ('Actualización de los parámetros retributivos del régimen retributivo específico aplicables al año 2022') establece que «en el plazo de 2 meses desde a la entrada en vigor de este real decreto-ley [el 31 de marzo de 2022], se aprobará una nueva metodología para la actualización de la retribución a la operación de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, según lo previsto en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. [...].»

por medio del Real Decreto-ley 10/2022⁵, cuya vigencia se ha prolongado hasta el 31 de diciembre de 2023⁶, y al que las instalaciones de cogeneración no pudieron acogerse hasta ser incluidas en su ámbito de aplicación por el artículo 1 del Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre⁷. Igualmente relevantes han sido, en el ámbito comunitario, la puesta en funcionamiento del mecanismo europeo de corrección de precios de gas, o la adopción de medidas en el mercado interior de la electricidad.

En dicha nueva metodología de actualización cabría tener en cuenta las recomendaciones ya indicadas por la CNMC, respecto de los costes de CO₂⁸ así

⁵ Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

⁶ Prorrogado hasta el 31/12/2023 mediante el Real Decreto-ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

⁷ Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles; su artículo 1 trata de la 'Renuncia de las cogeneraciones al régimen retributivo específico a los efectos de la aplicación del mecanismo regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo'.

⁸ Esta Comisión ha venido recomendando que el precio de los derechos de emisión de CO₂ considerado en el cálculo de los parámetros retributivos fuera objeto de revisión en plazos más breves que el periodo regulatorio, que comprende seis años. El Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, ha acogido esta necesidad en su artículo 5, cuyo apartado 9 prevé que «La actualización de la retribución a la operación se realizará de forma anual para un periodo temporal de un año, en ella se considerará la evolución de la estructura de los principales ingresos y costes de la instalación tipo, relacionados con la venta de la energía eléctrica en los mercados y los costes asociados al combustible y a los derechos de emisión del CO₂. [...]»

como de la evolución de los costes de combustible de gas⁹, fuel¹⁰ y biomasa¹¹, en los sucesivos informes de actualización semestrales de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible.

Segundo. Sobre el impacto económico

La MAIN que acompaña la propuesta de orden de parámetros 2023-2025 estima el coste de la retribución específica para 2023 en 5.139 M€, valor que se aproxima globalmente a la cantidad estimada por la CNMC con motivo del informe a la propuesta de Orden por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023 (IPN/CNMC/048/22), la cual estimaba en 5.291 M€ el coste de la liquidación RECORE. No obstante lo anterior, debe subrayarse que existe una incertidumbre considerable en cuanto al mantenimiento del volumen de producción de las instalaciones encuadradas en la tecnología cogeneración, y en particular en cuál es la proporción de estas instalaciones que, al cabo del año, optarán por mantener la percepción de la retribución específica en una mayoría de meses, o bien renunciarán a dicha retribución para acogerse al mecanismo de ajuste

⁹ Una vez eliminada las cotizaciones del mercado Henry Hub de la cesta de referencias de costes de adquisición del gas natural, se recomienda reemplazar la referencia a cotizaciones de crudo Brent en la fórmula propuesta, indicada en la MAIN, para la actualización de los parámetros retributivos, utilizando en su lugar índices que reflejen la cotización del gas en mercados europeos. En particular, y a la vista del actual nivel de precios de MIBGAS, por debajo del TTF, condicionado este último por la práctica supresión de los aprovisionamientos rusos vía gasoducto y actualmente todavía la referencia de una mayoría de contratos europeos, podría resultar oportuno fomentar la referencia ibérica que se está comportando de acuerdo a la situación de equilibrio de oferta y demanda en España y Portugal, con mayor peso de los aprovisionamientos vía GNL, y por tanto es una referencia más representativa de la actual situación del mercado nacional.

¹⁰ Asimismo, respecto de los costes de fuelóleo, desde que en 2020 entró en vigor la regulación aprobada por la Organización Marítima Internacional (IMO) que obliga al transporte marítimo a emplear fuelóleo con un menor contenido de azufre, el índice de referencia de precios se encuentra ligado no al barril de Brent, sino a las cotizaciones del *Low Sulphur Fuel Oil* (LSFO), por lo que se recomienda considerar la sustitución de las referencias de precio de Brent por las de este producto.

¹¹ En ausencia de unas referencias a un mercado organizado de biomasa que permitan establecer una tasa anual o índice fiable de incrementos en su precio, se viene manteniendo el valor del 1% para la tasa de actualización e incremento anual de la biomasa establecido en su día en la Orden IET/1045/2014. Sin embargo, al igual que la evolución de costes de otras materias primas, los costes de explotación asociados a la extracción y transporte de la biomasa han crecido claramente por encima de esa referencia, por lo que cabría considerar una nueva metodología en el cálculo de la actualización que tuviera en cuenta la evolución de sus costes reales de explotación.

previsto en el Real Decreto-ley 10/2022, en virtud del artículo 1 del Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre.

Tercero. Sobre la rentabilidad de las instalaciones que tiene un valor de retribución nulo

Al considerar los elevados precios de mercado de los últimos dos años y los previstos en la propuesta de Orden, muchas instalaciones han pasado a tener un valor de retribución a la inversión (R_i) y a la operación (R_o) nulo. Estas instalaciones, por tanto, se mantienen dentro del régimen retributivo específico previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, aun cuando considerando la senda de precios de mercado registrada (o prevista) ya han obtenido (u obtendrán) la rentabilidad razonable prevista en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE) antes de finalizar su vida útil regulatoria.

Alguna de las instalaciones que no han terminado su vida útil y que ahora mismo cuentan con retribución nula, podrían obtener vía ingresos de mercado una rentabilidad superior a la considerada como razonable en el artículo 14 de la LSE para este tipo de instalaciones.

Por otro lado, en la siguiente tabla se muestra la potencia instalada de aquellas instalaciones de tecnologías inframarginales que, estando operativas en 2022 y de acuerdo con la situación prevista en la propuesta objeto de informe, no reciben retribución específica, bien porque tuvieron reconocido el régimen retributivo específico pero este ha decaído al haber finalizado su vida útil regulatoria, o bien porque, aunque sigan activas y mantengan el reconocimiento del citado régimen retributivo, en la práctica su retribución a la inversión y a la operación es nula. Las instalaciones de este último colectivo se clasifican a su vez en función del momento en el que se comienza a producir esta situación.

Tabla 1. Potencia instalada en [GW] de instalaciones RECORE acogidas al régimen retributivo específico en función de su vida útil y de su retribución de acuerdo con la Orden de parámetros de 2022 y con la propuesta de Orden de parámetros de 2023

Tecnología	Situación							TOTAL Sub- Total 1 + Sub Total 2
	Fin Vida Útil (2021 y anterior)			Instalaciones dentro de su vida útil con retribución nula				
	Fin Vida Útil 2021 y anterior	Fin Vida Útil 31-12-2022	Sub- Total 1	RI=0 desde 14-07-2013 o desde su puesta en marcha	RI=0 a partir de parám. de 2022	RI=0 a partir de Propuesta Orden parám de 2023	Sub- Total 2	
SOLAR FV				3,61			3,61	3,61
EOLICA	3,01	1,46	4,47	3,73	5,80	11,36	20,89	25,35
HIDRAULICA	1,08	0,05	1,13	0,11	0,23	0,46	0,79	1,92
Total general	4,09	1,51	5,60	7,44	6,03	11,82	25,29	30,89

Fuente: CNMC

NOTA: La columna “RI=0 desde 14-07-2013 o desde su puesta en marcha” incluye dos colectivos:

1. El primero agrupa las instalaciones con retribución a la inversión nula desde el 14 de julio de 2013, fecha en la que comienza la vigencia del régimen retributivo específico, y que por lo tanto ya en ese momento habían recuperado la rentabilidad razonable con el anterior régimen económico.
2. El segundo colectivo comprende aquellas instalaciones que se inscriben en el registro de régimen retributivo específico tras resultar adjudicatarios en diferentes subastas y con retribución a la inversión nula. Es decir, con los precios de mercado previstos no necesitarían una retribución regulada, adicional a los ingresos por la venta de energía al precio del mercado, para obtener la rentabilidad razonable establecida en la norma.

A este respecto, cabe recordar que se encuentran excluidas del ámbito de aplicación del mecanismo de minoración previsto en el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, las instalaciones de producción que tengan reconocido un marco retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, independientemente de que se reconozca o no que necesiten una retribución regulada adicional a los ingresos por la venta de energía al mercado para alcanzar la rentabilidad razonable. Por ello, si bien habría de ser objeto de una norma con rango superior a la que es ahora objeto de informe, se recomienda incluir una condición más exigente para estar excluido del ámbito de aplicación del mecanismo de minoración, de manera que no sea suficiente con que la instalación de producción se encuentre dentro del régimen retributivo específico sino que además, la retribución a la inversión reconocida a la 'Instalación Tipo' en la que se clasifique la instalación en cuestión deba resultar positiva¹².

¹² Se estima que la introducción de esta medida podría suponer una recaudación por minoración de ingresos a estas instalaciones de, al menos, 300 millones de € en un año. Para realizar esta estimación se ha considerado la producción del año 2022 de únicamente dos colectivos de los

Con el fin de establecer de manera precisa el colectivo al que le resultaría de aplicación esta modificación y de eliminar el efecto que pudiera derivarse de una posible sobreestimación de ingresos, cabría estimar, a lo largo de la vida útil regulatoria residual de las instalaciones, un precio de mercado según se indica en el apartado cuarto siguiente.

Cuarto. Sobre los precios medios del mercado y los coeficientes de apuntamiento

En aplicación del artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año 2022 para cada instalación tipo se calcula a partir del precio medio anual del mercado diario e intradiario aprobado por CNMC y el coeficiente de apuntamiento real de cada tecnología para dicho año y del número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos de la misma. La MAIN indica que los valores propuestos, en ausencia de datos anuales, se han calculado tomando como valor de mercado la media aritmética de los precios del mercado diario desde el 1 de enero al 20 de octubre de 2022, resultando en un precio de 182,38 €/MWh, y utilizando el coeficiente de apuntamiento calculado por la CNMC desde el 1 de enero al 31 de agosto de 2022¹³.

que se muestran en la tabla anterior: las instalaciones con retribución nula desde el 14 de julio de 2013 o desde su puesta en marcha y a aquellas con retribución nula a partir de la aplicación de la Orden de parámetros de 2022.

No se ha considerado la potencia del colectivo restante -instalaciones que pasan a tener una retribución nula en la propuesta de Orden de parámetros de 2023-, ya que esta podría ser inferior a la indicada en la tabla 1, si finalmente se contemplaran unos precios de mercado para 2023 y años siguientes inferiores a los previstos en la propuesta de Orden.

Se ha considerado un precio medio de minoración de 28 €/MWh (precio medio resultante de la aplicación del Real Decreto-ley 17/2021 entre julio de 2022 y febrero de 2023) y que un 50% de la producción de estas plantas estuviera exenta del mecanismo de minoración por encontrarse cubierta en los mercados a plazo.

¹³ Según el anexo IV ('Hipótesis de cálculo consideradas para la actualización de los parámetros retributivos') de la Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre, 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, a efectos de su aplicación al año 2022, y «De acuerdo con el artículo 5 del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, el precio de mercado para los años 2022, 2023 y 2024, ha sido calculado para cada uno de esos años como media aritmética (redondeada a dos decimales) de los precios, para periodos de suministro anuales, de los Contratos de Futuros anuales, carga Base, para España, en los días que han estado abiertos a negociación entre el 1 de julio de 2021 y el 31 de diciembre de 2021». Conforme a lo anterior, el precio de mercado para el año 2022 fue estimado en 121,92 €/MWh.

Asimismo, para la estimación de los ingresos estándar por la venta de la energía valorada a precios del mercado futuros, la MAIN indica hasta que se disponga de los mencionados valores finales, la propuesta de Orden ha procedido a estimar los precios para 2023, 2024 y 2025 a partir de los datos disponibles entre el 1 de junio y el 20 de octubre de 2022, obteniéndose un precio estimado de mercado de 207,88 €/MWh, 129,66 €/MWh y 78,19 €/MWh respectivamente. sobre los que se aplicará un coeficiente de apuntamiento tecnológico estimado para el año 2023 y posteriores, calculado como la media aritmética de los coeficientes de apuntamiento reales para los años 2020, 2021 y 2022 (estos últimos disponibles desde 1 de enero al 31 de agosto de 2022).

A este respecto se informa que con fecha 26 de enero de 2023, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprueba el *Acuerdo por el que se publica el precio medio anual del mercado diario e intradiario para el año 2022 en aplicación del artículo 22.4 del 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*. El precio medio anual del mercado diario e intra diario para el año 2022 resultante asciende a 167,34 €/MWh (un 9% inferior al estimado en la MAIN). Asimismo, se establecen los coeficientes de apuntamiento para cada una de las tecnologías.

Por otra parte, cabe señalar que la redacción del artículo 22.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, es clara al establecer una metodología unívoca para realizar dicha estimación, que *«para cada año del semiperiodo regulatorio se calculará como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP desde el 1 de junio al 30 de noviembre del año anterior al inicio del semiperiodo para el que se estima el precio del mercado.»* Ahora bien, durante el periodo comprendido entre el 1 de junio y el 30 de noviembre de 2022, las cotizaciones de los contratos de futuros no pudieron anticipar ni la coyuntura del mercado gasista actual, ni la prórroga del mecanismo de ajuste introducido por el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo. Por ello, si bien excede el ámbito normativo de esta propuesta de Orden, una vez conocida la prórroga de dicho mecanismo hasta el 31 de diciembre de 2023 introducida por el Real Decreto-ley 3/2023, cabría plantearse una adaptación excepcional y puntual de la previsión hecha con carácter general en el citado artículo 22.1, con el fin de minimizar la diferencia entre los precios estimados para 2023 a mediados de 2022 y las más recientes expectativas del mercado¹⁴.

¹⁴ Cotizaciones a 22/3/2023 de los productos Q2-23 109 €/MWh, Q3-23 116,50€/MWh, Q4-23 126,00 €/MWh. Fuente OMIP.

Adicionalmente la adopción de unas estimaciones de precio del mercado mayorista de la electricidad, más próximas a la fecha de publicación de la propuesta, debería verse acompañada de unas estimaciones para el horizonte temporal tomado como referencia, de los precios de los combustibles empleados para la actualización de la retribución a la operación de aquellas instalaciones cuyos costes de operación dependen esencialmente del precio de los combustibles.

Asimismo, y de manera excepcional ante el escenario actual de elevada volatilidad de los precios de mercado, cabría plantearse la realización de revisiones anuales de parámetros retributivos por ajuste de los ingresos de mercado sin esperar a las revisiones que tienen lugar al final de cada semiperiodo, en línea con la actuación que se llevó a cabo en 2022.

Quinto. Sobre la determinación de los límites superiores e inferiores en torno al precio estimado del mercado

En la MAIN se indica que, como consecuencia de la revisión de la estimación del precio de mercado para el año 2023 y posteriores, resulta necesario adaptar los límites anuales superiores e inferiores del precio medio anual del mercado diario e intra diario, regulados en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, 6 de junio. Así, la propuesta de Orden determina los valores límites LS1, LS2, LI1 y LI2, de forma que la diferencia entre los mismos y el precio estimado del mercado se mantenga invariable *en valor absoluto* frente a la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero.

Este criterio modifica el establecido tanto en la Orden TED/171/2020 como en las órdenes de parámetros precedentes; hasta entonces, la diferencia entre cada límite era de aproximadamente un 8% respecto al precio estimado del mercado, valor que fue reducido en torno al 3% en los límites establecidos en la Orden TED/1232/2022, y que ahora solo representaría aproximadamente el 1%.

Se recomienda una mayor transparencia del criterio adoptado para el establecimiento de los valores límite. En este sentido, en el informe a la propuesta normativa que dio lugar a la Orden TED/1232/2022 (IPN/CNMC/016/22), la CNMC señalaba que, en su momento, la utilización de una mayor diferencia entre dichos valores límites y el precio estimado del mercado se justificó con el fin de fomentar la cobertura a plazo por parte de las instalaciones sujetas al régimen retributivo específico; este objetivo se habría logrado con la redacción dada al art. 22 del Real Decreto 413/2014, a través de las referencias de mercados a plazo introducidas en el cálculo del precio del mercado. Ahora bien, si se considera que la utilización de los valores límite ya no es necesaria, debería plantearse su eliminación.

Debe tenerse presente además que, si bien de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.3 del Real decreto 413/2014¹⁵, en la determinación del precio “Pcesta,i” (Valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año «i», expresado en €/MWh) se incorpora el coeficiente de apuntamiento real de cada tecnología (“Capunti”), no parece que se haya tenido en cuenta este coeficiente en la formulación de los valores límite, ya que la banda resultante sería diferente según cada tecnología. El hecho de que el precio de referencia incorpore un apuntamiento tecnológico, mientras que los límites establecidos respecto a dicho precio no lo hagan, podría introducir distorsiones en la aplicación del valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado. Conforme a lo anterior, se aconseja reconsiderar el mantenimiento de los límites inferiores y superiores una vez que la ponderación de los mercados de futuros en la cesta de precios alcance el 75% (con motivo de una propuesta normativa de rango superior a la que ahora es objeto de informe).

Sexto. Sobre las correcciones de los ingresos anuales como consecuencia del incumplimiento del número de horas equivalentes de funcionamiento

El artículo 21 del Real Decreto 413/2014 contempla que los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación cuyo número de horas equivalentes de funcionamiento en dicho año no supere el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo correspondiente, serán reducidos de forma proporcional a un coeficiente, tanto menor, cuanto menor sea el número de horas por debajo del mínimo, y serán nulos si no supera un determinado umbral de funcionamiento.

Con el aumento de la producción de energías renovables no gestionables, que gozan de prioridad de despacho, son más frecuentes las restricciones técnicas aplicadas por el operador del sistema a las tecnologías de generación de electricidad de origen renovable gestionables, restricciones que limitan la producción en el cálculo de sus horas equivalentes de funcionamiento. Asimismo, en nudos concretos de la red están creciendo los vertidos debidos a la congestión motivada por excesos puntuales de generación renovable en dichos nudos. Se recomienda por tanto, si bien excede el rango normativo de la propuesta de Orden que ahora se informa, contemplar la posibilidad de incorporar en una próxima norma con rango suficiente la posibilidad de que, de

¹⁵ En la redacción dada por la disposición final sexta.1 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

forma excepcional, las instalaciones cuya operación a lo largo de un ejercicio se vea afectada de forma significativa por la aplicación de dichas limitaciones derivadas de instrucciones técnicas impartidas por el operador del sistema, puedan solicitar que la minoración de su producción por esta causa no sea tenida en cuenta para el cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento.

Cabe señalar que existen precedentes en cuanto a la afección de las horas equivalentes consideradas en situaciones excepcionales: el apartado uno del artículo 20 del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, introdujo una excepción a los efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento, no considerándose la energía vendida en el mercado ni, en el caso de las cogeneraciones, la energía generada en barras de central, en aquellas horas durante las cuales los precios de mercado diario de la electricidad son cero durante seis horas consecutivas o más.

Séptimo. Sobre la financiación del bono social

La MAIN que acompaña la propuesta y el apartado 4 de su Anexo V indican que entre los costes de explotación considerados se ha contemplado la financiación del bono social, por un importe de 1,294768 €/MWh (según la Orden TED/733/2022, de 22 de julio¹⁶). Semanas después del sometimiento de la propuesta a trámite de audiencia, dicho importe fue actualizado para 2023 por el apartado Segundo de la Orden TED/81/2023, de 27 de enero, a un valor de 1,465428 euros/MWh producido, el cual variará en 2024 y 2025. Con el fin de evitar el reconocimiento de un coste en la retribución del RECORE que pudiera diferir del finalmente soportado por estas instalaciones, y por tanto suponerles una sobre/infra retribución, si bien rebasa el rango normativo de la propuesta, cabría plantearse la modificación del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre¹⁷,

¹⁶ Orden TED/733/2022, de 22 de julio, por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, correspondiente al año 2022.

¹⁷Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica. Su artículo 13.3 reza como sigue:

«Las Administraciones Públicas no se considerarán sujetos obligados a financiar el bono social, ni los impagos del artículo 52.4.k) y 52.4.j) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Sí serán considerados como tales sujetos obligados las sociedades mercantiles de titularidad pública y las empresas participadas por las Administraciones Públicas que figuren de alta en cada uno de los registros o listados por haber comunicado el inicio de la actividad, en su caso, en relación con las precitadas actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica, así como las empresas titulares de instalaciones de transporte.»

de forma que las instalaciones que perciben retribución específica no financiaran el coste del bono social. Alternativamente, podría plantearse la posibilidad de contemplar una actualización de este mayor coste de explotación con una periodicidad anual, pero dado que se trata de una obligación que, en última instancia, dimana del Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre¹⁸, cabría considerar su adición en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, como un elemento revisable, sin necesidad de aguardar a la finalización de cada semiperiodo.

Finalmente, cabe indicar que las Administraciones Públicas están exentas de la financiación del bono social en virtud del artículo 13.3 del citado Real Decreto 897/2017; ahora bien, una Administración Pública puede ser titular de una instalación de generación perceptora de régimen retributivo específico. Resultaría ineficiente duplicar las Instalaciones Tipo dentro de las cuales se encuadre alguna instalación de titularidad pública, solo para tener en cuenta el reconocimiento o no de la financiación del bono social como un mayor coste de explotación. Por ello, aunque de nuevo habría de ser objeto de una norma con rango superior a la que es ahora objeto de informe, se recomienda considerar la modificación del citado artículo 13.3, de modo que las Administraciones Públicas o, al menos, las Administraciones Públicas titulares de instalaciones perceptoras de un régimen retributivo regulado de los contemplados en el artículo 14 de la LSE, *también* sean sujetos obligados a la financiación del bono social.

IV. CONCLUSIONES

La propuesta de Orden por la que se establecen 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, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2023, da cumplimiento a lo establecido en el artículo 20 del 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.

No obstante, se considera necesario abordar a la mayor brevedad la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible prevista en el artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/20220, de 29 de marzo.

¹⁸ Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica.

Asimismo, dada la elevada potencia de instalaciones sujetas al esquema retributivo específico que habrían pasado a tener una retribución nula ante el escenario actual y previsto de elevados precios de mercado eléctrico, cabría considerar la posibilidad de incorporar estas instalaciones en el ámbito de aplicación del mecanismo de minoración previsto en el Real Decreto-ley 17/2021. Todo ello, con el fin de asegurar la rentabilidad razonable que les garantiza la Ley 24/2013 a estas instalaciones.

Cabría plantearse una adaptación excepcional y puntual de la previsión hecha con carácter general en el artículo 22.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con respecto a las cotizaciones a tomar como referencia para estimar los precios del mercado mayorista, en particular los de 2023, con el fin de minimizar la diferencia entre los precios estimados para 2023 a mediados de 2022 y las más recientes expectativas del consenso de mercado. Asimismo, cabría tener en cuenta una revisión anual de los parámetros retributivos sin esperar al final de cada semiperiodo, dado el escenario de elevada volatilidad de precios vigente.

Igualmente se aconseja reconsiderar el mantenimiento de los límites inferiores y superiores en torno al precio estimado del mercado una vez la ponderación de los mercados de futuros en la cesta de precios alcance el 75%.

V. ANEXO 1: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Junta de Andalucía
- Ministerio de Consumo
- Consejo de Consumidores y Usuarios

Asociaciones:

- Asociación de empresas para el desimpacto ambiental de los Purines (ADAP)
- Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)
- Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN ESPAÑA)
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)
- Asociación Empresarial Eólica (AEE)

Empresas

- Acciona
- EDP
- Ignis
- Neo SC Aran SLU
- Neo SC El grado SLU
- Neo SC La luisana
- Neoelectra SC Ecoenergía Navarra SLU
- Neoelectra SC Biomasa Fuente de Piedra
- Neoelectra SC Cinca Verde SLU
- Neoelectra SC Fuente de piedra Gestión SLU
- Neoelectra SC Menjibar SLU
- Neo SC Moron SLU
- Sucellos Dos Hermanas
- Valoritzacions Agroramaderes Les Garrigues SL
- Zabalgardi

VI. ANEXO 2: SÍNTESIS DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[CONFIDENCIAL]