

INFORME A LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO EN LAS CONVOCATORIAS PARA INSTALACIONES DE COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D^a. Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D^a. Pilar Sánchez Núñez
D. Carlos Aguilar Paredes
D. Josep Maria Salas Prat
D^a. María Jesús Martín Martínez
D. Rafael Iturriaga Nieva
D. Pere Soler Campins
D. Enrique Monasterio Beñaran
D^a María Vidales Picazo

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 22 de abril de 2025

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre el *‘Proyecto de Real Decreto por el que se establece el marco de las convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración’* y la *‘Propuesta de Orden por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en las convocatorias para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia convocadas al amparo del Real Decreto XX/2025, de XX de XXXX, y se aprueban sus parámetros retributivos’* (en adelante, ‘proyecto de real decreto’ y ‘propuesta de orden’; citados conjuntamente como ‘la propuesta’) 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 17 de febrero de 2025 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 el *‘Proyecto de Real Decreto por el que se establece el marco de las convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración’* y la propuesta de *‘Orden por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en las convocatorias para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia convocadas al amparo del Real Decreto XX/2025, de XX de XXXX, y se aprueban sus parámetros retributivos’* (en adelante, ‘proyecto de real decreto’ y ‘propuesta de orden’; citados conjuntamente como ‘la propuesta’).

Se trata de una actualización de la versión previa que fue objeto del *‘Informe sobre la propuesta de procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en las convocatorias para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia’* (IPN/CNMC/001/22), aprobado por el Pleno el 29 de marzo de 2022¹.

La propuesta tiene por objeto el establecimiento del marco normativo para la asignación del régimen retributivo específico (RRE) mediante un procedimiento de concurrencia competitiva (subasta) para las instalaciones nuevas o modificadas de cogeneración de alta eficiencia que utilicen como combustible gas natural (subgrupo a.1.1 de los enumerados en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio²; en adelante, RD 413/2014) o biomasa (grupos b.6 y b.8), para una potencia total de 1.200 MW que dé cumplimiento a las medidas contempladas en el PNIEC 2023-2030³ y la disposición adicional vigésima (‘Plan Renove instalaciones de cogeneración y residuos’) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico (LSE).

A diferencia de las subastas de energías renovables convocadas en los últimos años, el modelo propuesto no otorgará un Régimen Económico de Energías Renovables (REER⁴), ya que la cogeneración no está incluida en él. En su lugar,

¹ <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc00122>

² 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.

³ En particular, la ‘Medida 2.21. Otras medidas para promover la eficiencia energética: la transición en la cogeneración de alta eficiencia’ de la actualización publicada en septiembre de 2024 del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.

⁴ Basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía y regulado por el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

se basa en el régimen retributivo específico establecido en el artículo 14.7 de la LSE ('Retribución de las actividades')⁵, desarrollado por el RD 413/2014.

Por su parte, el artículo 11 ('Aspectos generales del régimen retributivo específico') del RD 413/2014 establece que cada instalación tendrá asignada una instalación tipo (IT), y que para la determinación de la 'retribución a la inversión' (Rinv) «se considerará el valor estándar de la inversión inicial que resulte del procedimiento de concurrencia competitiva que se establezca [...]». La retribución tendrá como fin permitir que las instalaciones obtengan una rentabilidad razonable, calculada para una IT a lo largo de su vida útil regulatoria y referida a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, cumpliendo asimismo las 'Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022'.⁶

La propuesta justifica su oportunidad como medio para dar continuidad a un esquema retributivo que viabilice la modernización de numerosas instalaciones de cogeneración que se están quedando obsoletas, y mejorar la competitividad de industrias calorintensivas como la cerámica, química, papelera y alimentaria. La cogeneración contribuye asimismo a la consecución de los objetivos nacionales de eficiencia energética y su carácter de producción síncrona ayuda a mantener la estabilidad en la operación del sistema eléctrico, en un contexto en el que gran parte de la nueva generación renovable desplegada procede de plantas asíncronas (también llamadas Módulos de Parque Eléctrico, MPE). La propuesta impulsa la transición energética, promoviendo el uso de hidrógeno renovable y biogás, en línea con los objetivos de descarbonización de la Unión Europea (UE).

Un gran número de instalaciones han finalizado ya (o están próximas a finalizar) su vida útil regulatoria, momento a partir del cual no perciben RRE, como se observa en la figura 1. Esta es una de las razones por las que las instalaciones de cogeneración cesan en su actividad; otros factores como el incremento y volatilidad del precio de los combustibles y la deslocalización de la industria asociada pueden conducir al cierre o a la sustitución por calderas sin aprovechamiento eléctrico, antes incluso de concluir su vida útil regulatoria.

⁵ Este artículo faculta al Gobierno para establecer un régimen retributivo que fomente la producción mediante cogeneración de alta eficiencia «cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior [...]».

⁶ Según Comunicación de la Comisión publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea («DOUE») de 18 de febrero de 2022. Por este motivo no podrán percibir el RRE las instalaciones cuyo titular sea una empresa en crisis o se encuentren sujetas a una orden de recuperación pendiente tras una Decisión previa de la Comisión Europea que haya declarado una ayuda al beneficiario ilegal e incompatible con el mercado común.

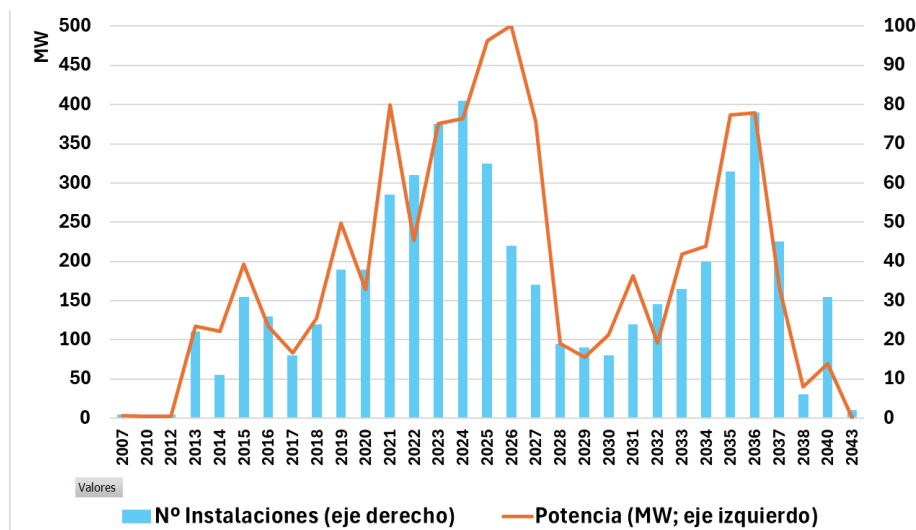


Figura 1. N.º de instalaciones de cogeneración —y potencia asociada a ellas, en [MW]— que agotan su vida útil regulatoria en cada año

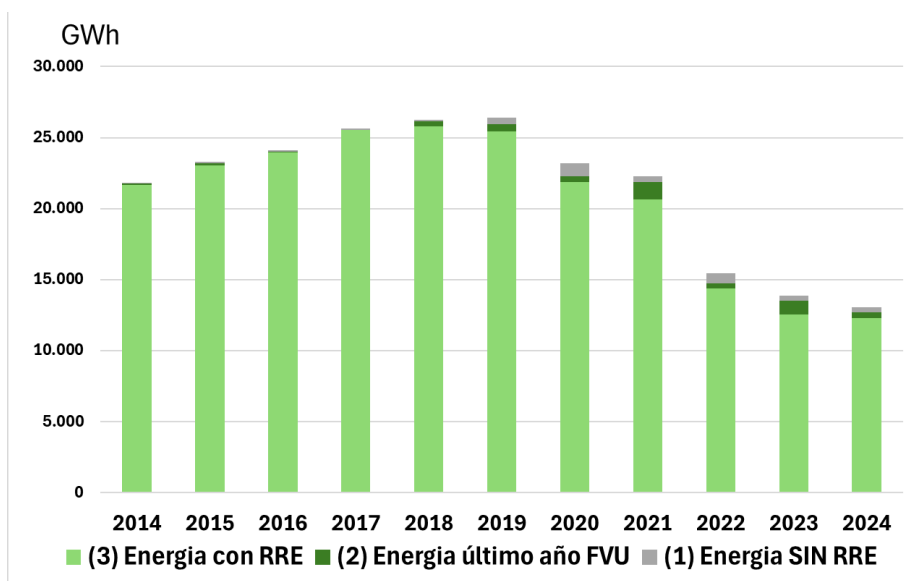


Figura 2. Producción de electricidad [GW/año] de cogeneraciones que perciben RRE (verde), en su último año de vida útil regulatoria (verde oscuro) y ya sin RRE (gris)

De otro lado, se tiene que la producción de la cogeneración ha caído más del 41 % entre 2021 y 2024 en España (figura 2) ⁷.

El 17 de febrero de 2025, conforme a la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, acompañada de su correspondiente Memoria del Análisis del Impacto Normativo (MAIN), al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días hábiles (posteriormente prorrogado a veinte) a contar desde la recepción de la documentación. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe, así como una síntesis de las mismas.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

Dado que el proyecto de real decreto define el marco que desarrolla la propuesta de orden y ambos están interrelacionados, a continuación, se describirá el contenido tanto del proyecto de real decreto como de la propuesta de orden.

Primero. Contenido del proyecto de real decreto

El proyecto de real decreto consta de una breve exposición de motivos, tres artículos y tres disposiciones finales.

El **artículo primero** define que el real decreto tiene por objeto el establecimiento de las condiciones, tecnologías y colectivos de instalaciones que podrán participar en las convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico destinadas a instalaciones de cogeneración de alta eficiencia. También se incluye en el objeto la aprobación de dichas convocatorias.

El **artículo segundo** concreta que podrán participar:

- Nuevas instalaciones de cogeneración que utilicen como combustible gas natural (subgrupo a.1.1) o biomasa (grupos b.6 y b8).
- Modificaciones de instalaciones de cogeneración que utilicen como combustible gas natural.
- Modificaciones de instalaciones de cogeneración que utilicen derivados del petróleo o carbón (subgrupo a.1.2) que supongan su conversión a cogeneración con gas natural (subgrupo a.1.1).

⁷ Según datos provisionales de Red Eléctrica de España (REE), en 2024 las instalaciones de cogeneración produjeron 16.361 GWh en el conjunto del territorio nacional, cubriendo aproximadamente el 7% de la demanda en barras de central.

- Modificaciones de instalaciones de los grupos b.6 y b.8⁸ que sigan perteneciendo a dichos grupos tras la modificación.

El ámbito de aplicación no incluye instalaciones que utilicen la cogeneración para el tratamiento de deyecciones porcinas (purines), lodos de la producción de aceite de oliva (pechines) y otros lodos (como los procedentes de las estaciones de depuración de aguas residuales)⁹. No se contempla la conversión a biomasa o gases renovables de cogeneraciones que utilicen combustibles fósiles.

Quedan fuera asimismo las instalaciones ubicadas en territorios no peninsulares de potencia superior a 15 MW¹⁰, o si la empresa o grupo empresarial titular posee un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 en un determinado sistema insular o extrapeninsular¹¹.

El **artículo tercero** aprueba el otorgamiento del régimen retributivo específico para 1.200 MW de potencia instalada, mediante un mecanismo de concurrencia competitiva (aprobado mediante orden) que determinará la asignación del régimen retributivo y el valor estándar de la inversión.

Las disposiciones finales establecen el título competencial, habilitan a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a aprobar la orden que definirá el mecanismo de subasta, y establecen la eficacia del real decreto desde el día siguiente a su publicación en el BOE.

Segundo. Contenido de la propuesta de orden

La propuesta de orden consta de un preámbulo, veintiséis artículos agrupados en seis capítulos, tres disposiciones finales y cuatro anexos.

El **capítulo I** desarrolla el objeto y ámbito de aplicación.

⁸ La propuesta de 2022 solo contemplaba instalaciones de cogeneración con combustible biomasa *nuevas*; la CNMC recomendó incluir también sus modificaciones en su citado informe IPN/CNMC/001/22.

⁹ Instalaciones que con anterioridad a la entrada en vigor del RD 413/2014 estuvieron acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

¹⁰ De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional decimocuarta.2 del RD 413/2014. Se tiene además que las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW se incluyen en la 'categoría A' de las previstas en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

¹¹ De acuerdo con lo previsto en el artículo 1.3 y en la disposición adicional segunda de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

El objeto de la orden es el establecimiento del mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para 1.200 MW de instalaciones de cogeneración de alta eficiencia del subgrupo a.1.1 (gas natural) y grupos b.6 y b.8 (biomasa), así como la aprobación de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia correspondientes y el establecimiento de un calendario indicativo de subastas para el periodo 2025-2027.

El ámbito de aplicación es el ya definido por el proyecto de real decreto: nuevas cogeneraciones a.1.1, b.6 y b.8, modificaciones de cogeneraciones a.1.1, y modificaciones de cogeneraciones a.1.2 —que utilicen derivados de petróleo o carbón— que se transformen en a.1.1, y modificaciones de instalaciones de los grupos b.6 y b.8 que sigan perteneciendo a dichos grupos. Se excluyen las instalaciones para el tratamiento de residuos de porcino, lodos de la producción de aceite de oliva, u otros lodos.

Las instalaciones nuevas deberán tener una potencia instalada igual o inferior a 100 MW¹², si bien se advierte que *«las resoluciones por las que se convoquen subastas podrán reducir ese valor.»*

El **capítulo II** establece el régimen retributivo específico y su forma de asignación que será mediante subasta.

Para cada instalación tipo de referencia (ITR) se definen una serie de parámetros retributivos en el Anexo I. Como vida útil regulatoria se establecen diez años, para las cogeneraciones a.1.1 (ya sean nuevas instalaciones o modificaciones), y veinte años para las cogeneraciones b.6. y b.8. En ningún caso la vida útil podrá extenderse más allá de 2045 para instalaciones con combustibles fósiles.

Para que se una instalación se considere nueva deben acometerse *«inversiones destinadas a la creación de una instalación completa con equipos principales nuevos donde antes no existía una instalación de cogeneración.»*¹³

¹² En la versión de 2022 se establecía un máximo de 50 MW para el que la CNMC recomendó proporcionar una debida justificación, pues parecía derivado de la limitación fijada para acogerse al régimen especial de producción de energía eléctrica en la antigua Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico, que ya no existe ni en la LSE ni en el RD 413/2014. Ahora esos 50 MW se elevan a 100 MW, que aproximadamente se corresponden con el tamaño de las más grandes instalaciones acogidas en el pasado a algún tipo de régimen económico primado.

¹³ La propuesta añade que *«También se considera que una instalación es nueva cuando se incorpore una nueva unidad retributiva, formada por un sistema completo con equipos principales nuevos, a una instalación existente la cual no será objeto de desmantelamiento total. En este caso, la parte incorporada de la instalación será considerada a efectos retributivos como una nueva unidad retributiva, manteniéndose invariable el régimen retributivo de la parte no modificada.»*

Las modificaciones de instalaciones existentes deberán superar unos niveles mínimos de ‘inversión elegible total’¹⁴ e ‘inversión en equipos principales’¹⁵, definidos para cada ITR y expresados en (€/kW).

No podrán acceder al procedimiento aquellas empresas consideradas en crisis o con órdenes de recuperación pendientes por ayudas ilegales, según la Comisión Europea.

La asignación del régimen retributivo específico se realizará mediante un procedimiento de subasta, como resultado del cual se determinarán los adjudicatarios, así como el valor estándar de la inversión inicial, que se calculará a partir del valor estándar de la inversión inicial definido para cada ITR (del Anexo I) corregido por el porcentaje de reducción obtenido del proceso de subasta.

Este régimen económico es incompatible con la percepción de otras ayudas para la misma finalidad.

Se establece la obligación de acogerse a alguna de las modalidades de autoconsumo previstas en el Real Decreto 244/2019¹⁶, y mantener en cómputo semestral una ratio de autoconsumo de al menos el 30%¹⁷ (individual o colectivo), introduciéndose una penalización en caso de incumplimiento, salvo que se acredite con anterioridad ante la CNMC que se ha vendido a largo plazo (superior a 5 años) una cantidad de energía mayor que la incumplida.

¹⁴ La propuesta incorpora al listado de inversiones elegibles las derivadas de la utilización del hidrógeno (‘Sistemas de adecuación a hidrógeno’), como sugirió la CNMC en el informe de 2022.

¹⁵ Según el artículo 3.5 de la propuesta «*Se considera inversión en equipos principales la realizada en los siguientes equipos o sistemas, incluyendo la obra civil, montaje y servicios necesarios para su puesta en marcha:*

- a) Turbinas y motores alternativos de gas natural.*
- b) Caldera de biomasa y caldera de gas, ambas utilizadas para ciclo Rankine de cogeneración.*
- c) Turbogeneradores de vapor.*
- d) Recuperadores de calor y, en caso de existir, equipos de postcombustión.»*

¹⁶ Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

¹⁷ En 2022 la CNMC recomendó suprimir la obligación de acogerse a una modalidad de autoconsumo, ya que puede generar diseños ineficientes, tratamientos asimétricos entre industrias y desincentivar la participación en la subasta, afectando a la competencia y aumentando los precios. Existen procesos muy intensivos en energía calorífica que proporcionalmente requieren poca energía eléctrica, pero eso no implica que la cogeneración sea menos eficiente; está adaptada a las necesidades del consumidor asociado.

En su lugar, se sugirió limitar al 70% la energía considerada para la retribución a la operación (Ro), incentivando el autoconsumo sin imponer restricciones innecesarias. En ese caso se debería enviar a la CNMC la medida de energía en barras de central de todas las cogeneraciones adjudicatarias, para mejorar el control y la liquidación del régimen retributivo específico.

La exposición de motivos explica que la Directiva (UE) 2023/1791¹⁸ sobre eficiencia energética *«añade un nuevo requisito a las emisiones directas de CO₂ para las instalaciones de cogeneración, construidas o renovadas sustancialmente después de su trasposición, por lo que resultará de aplicación a las instalaciones adjudicatarias de la subasta.»* Por tanto, las cogeneraciones a.1.1 deberán estar preparadas para utilizar gas natural mezclado con hidrógeno renovable¹⁹ (al menos un 10% en volumen) y cumplir unos requisitos de ahorro de energía primaria porcentual mínimo superiores a los de alta eficiencia que la propuesta denomina “de *muy* alta eficiencia”: 5% para plantas de menos de 1 MW y 15% para plantas de potencia instalada igual o superior a 1 MW.

Todas las instalaciones deberán presentar un plan estratégico de evaluación de impacto, que incluya aspectos como empleo, cadena de valor, economía circular y huella de carbono. Este plan deberá ser completado con un plan definitivo en el momento de la inscripción en estado de explotación.

Asimismo, es de aplicación la obligación de acreditar el cumplimiento de los requisitos de sostenibilidad y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para los combustibles empleados por las biomásas de los grupos b.6 y b.8, conforme a lo dispuesto en los artículos 2.3 y 33 bis del RD 413/2014, en su redacción dada por el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo²⁰ (RD 376/2022).

El **capítulo III** establece la convocatoria y parámetros de las subastas.

El producto objeto de subasta es la potencia instalada correspondiente a cada ITR, siendo el cupo la cantidad máxima de dicha potencia que se puede adjudicar por ITR, según lo determine la resolución de convocatoria.

Se establecen quince²¹ productos distintos, que se corresponden con cada una de las diferentes ITR, definidas en el Anexo I en función de su tecnología, de si son nuevas o modificaciones de instalaciones existentes, así como de su potencia. La propuesta permite establecer un exceso de cupo para cada

¹⁸ Directiva (UE) 2023/1791 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativa a la eficiencia energética y por la que se modifica el Reglamento (UE) 2023/955.

¹⁹ La propuesta emplea repetidamente el término ‘hidrógeno verde’, pero parece preferible denominarlo ‘hidrógeno renovable’, cf. artículo 2.22 del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo.

²⁰ Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.

²¹ Se han añadido las ITR correspondientes a las modificaciones de cogeneraciones con combustible biomasa, como aconsejó la CNMC en su informe de 2022.

producto en el proceso de casación, de forma que el último tramo adjudicado podrá superar el cupo de producto a subastar, sin sobrepasar dicho exceso²².

El volumen total a subastar en cada convocatoria será la suma de todos los cupos individuales definidos. La resolución de convocatoria, que será publicada por la Secretaría de Estado de Energía, deberá incluir la fecha y el calendario de la subasta, los productos y sus respectivos cupos, los formularios y la documentación necesaria para participar, el porcentaje de exceso permitido sobre el cupo para el proceso de casación, así como el tamaño máximo de los tramos indivisibles ofertados.

El **capítulo IV** establece el procedimiento para el desarrollo y proceso de casación de la subasta.

La variable sobre la que se ofertará será el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada ITR. Será una subasta en sobre cerrado con sistema marginal, es decir, el porcentaje de reducción aplicable a cada oferta que resulte adjudicada será el porcentaje de la última oferta casada en cada producto subastado.

Para garantizar la efectiva competencia en la subasta, el volumen ofertado de cada producto deberá superar en, al menos, un 20% el volumen de producto a subastar. El volumen adjudicado a una misma empresa no podrá ser superior al 50% del volumen total del conjunto de productos subastados, si bien *«Se podrá modificar dicho porcentaje en la resolución por la que se convoque la subasta.»*

La entidad administradora de la subasta será OMIE, y la supervisora, la CNMC. Se establece una garantía económica para participar en la subasta de 20 € por cada kW ofertado. El proceso de subasta se estructura en precalificación, calificación y subasta propiamente dicha. Las ofertas podrán incluir hasta 20 tramos por producto, siendo cada tramo indivisible, e indicarán la potencia (en bloques de 1 kW) y el porcentaje de reducción.

Las ofertas se ordenarán de menor a mayor porcentaje de reducción. Se adjudicará la potencia hasta completar el cupo establecido (incluido el posible exceso permitido), aplicando el sistema marginal, donde todas las ofertas adjudicadas recibirán la retribución correspondiente al último porcentaje de reducción aceptado. En caso de empate en el porcentaje de reducción, se aplicarán criterios de desempate establecidos en la resolución de convocatoria.

²² La inclusión de esta medida fue igualmente propuesta por la CNMC en su informe de 2022. La indivisibilidad de los tramos ofertados podría llevar a excluir ofertas más económicas si no encajaban dentro el cupo restante, lo cual, en una casación por sistema marginalista elevaría el precio final para todo el producto. Para evitar este efecto, se propuso aumentar la potencia total a subastar y establecer un exceso mínimo sobre el cupo, adaptado al tamaño típico de las ITR.

Como resultado de la subasta se determinarán los adjudicatarios y el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial, que se aplicará al valor definido para la ITR correspondiente.

Todos los trámites deberán realizarse por métodos electrónicos exclusivamente; tanto los relacionados con la presentación de las ofertas, como los correspondientes a las posteriores inscripciones en el registro de régimen retributivo específico, ya sea en estado de preasignación o de explotación.

El **capítulo V** establece el procedimiento de inscripción en el registro de régimen retributivo específico.

Las instalaciones adjudicatarias deberán solicitar su inscripción en estado de preasignación y, una vez puestas en marcha, en estado de explotación, acompañadas de declaraciones responsables sobre requisitos técnicos, ayudas estatales y equipamiento para el uso de hidrógeno (si aplica).

En el caso de modificaciones de instalaciones existentes, cuando la instalación original tenga derecho a la percepción del régimen retributivo específico, la solicitud de paso a explotación de la instalación ya modificada deberá ir acompañada de la renuncia al régimen retributivo específico de la instalación original (es decir, no se podrán solapar ambos regímenes retributivos). De no presentarse la renuncia, la inscripción original será automáticamente cancelada.

Se aportará también un plan estratégico de evaluación de impacto (empleo, cadena de valor, economía circular, huella de carbono), que será completado con un plan definitivo. Se requiere una nueva garantía²³ económica para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico, que se establece en 20 € por kW de potencia instalada.

El **capítulo VI** establece el calendario de subastas del régimen retributivo específico para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia.

Se prevé la celebración de tres subastas, una por cada año del periodo mencionado, con una asignación de 400 megavatios (MW) de potencia instalada en cada una. De esta manera, se alcanzará un total de 1.200 MW adjudicados al finalizar 2027. En el caso de que no resulte adjudicada la totalidad de la potencia en alguna convocatoria, la potencia no adjudicada se podrá acumular a la convocatoria siguiente.

²³ Es importante destacar que estas garantías son independientes y deben constituirse en los momentos correspondientes del proceso: una para participar en la subasta y otra para formalizar la inscripción en el registro tras la adjudicación.

La **disposición final primera** introduce una modificación a la Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, mediante la incorporación de un nuevo artículo 12 bis y la modificación del artículo 13.2. El nuevo artículo establece una metodología específica para calcular trimestralmente la retribución a la operación de las instalaciones tipo de cogeneración que utilizan biomasa (grupos b.6 y b.8), incorporando una fórmula basada en precios de mercado y del combustible. Asimismo, se ajusta el artículo 13.2 para reflejar la publicación de los flujos de caja trimestrales asociados a esta nueva metodología.

La **disposición final segunda** establece el título competencial, y la **tercera**, la entrada en vigor de la orden, al día siguiente de su publicación en el BOE.

El **Anexo I** establece los parámetros retributivos para cada una de las 15 ITR:

- 4 para nuevas cogeneraciones a.1.1 a gas (para potencias menores de 1 MW, entre 1 y menos de 10 MW, entre 10 y menos de 25 MW, y entre 25 y menos de 100 MW, respectivamente).
- 4 para modificaciones de cogeneraciones a.1.1 a gas (con los mismos rangos de potencia).
- 4 para conversiones de cogeneraciones a.1.2 (derivados del petróleo o carbón) en a.1.1 con turbina de gas o motor de combustión interna (para los mismos rangos de potencia).
- 1 para modificaciones de cogeneraciones a.1.2 (derivados del petróleo o carbón) en a.1.1 con ciclo Rankine (sin rangos de potencia).
- 1 para cogeneraciones nuevas b.6 o b.8 (de combustible biomasa)
- 1 para modificaciones de cogeneraciones existentes b.6. o b.8.

También incluye las hipótesis y parámetros que caracterizan las ITR, incluyendo su vida útil regulatoria (de 10 años para las tecnologías de cogeneración grupo a.1, y de 20 años para las cogeneraciones b.6 y b.8 a biomasa), así como los precios estimados del mercado eléctrico a futuro.

También define la expresión para el cálculo de la retribución a la inversión de las ITR, expone los valores considerados para el cálculo de sus parámetros retributivos, incluye las respectivas fichas y sus códigos identificativos.

El **Anexo II** incluye el modelo de declaración responsable relativa a las directrices sobre ayudas estatales en materia de protección de medio ambiente y energía a emplear para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación y en estado de explotación.

Los **Anexos III y IV** incluyen los modelos de declaración responsable para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación y en estado de explotación, respectivamente.

III. CONSIDERACIONES GENERALES

Primero. Sobre las posibles alternativas al diseño propuesto

La MAIN que acompaña la propuesta considera como única alternativa a dicho mecanismo *«su no aprobación»*, lo que según se argumenta *«conllevaría la imposibilidad de convocar los procedimientos de concurrencia competitiva de otorgamiento del régimen retributivo específico»* y en consecuencia *«impediría el cumplimiento de los compromisos en materia de descarbonización adquiridos por España [...] reflejados en el PNIEC»*.

Más adelante, la propia MAIN vincula el *“engarce con el derecho nacional”*, al régimen retributivo específico previsto en el artículo 14.7 de la LSE, en tanto que contempla que, excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, fijando los términos en los que ha de realizarse.

Asimismo, vincula el *“Engarce [de la propuesta] con el derecho europeo”* indicando que este régimen retributivo específico está regulado en el RD 413/2014, y constituye una ayuda de Estado que fue aprobada por la Comisión y que, por tanto, los derechos que se concedan al amparo de esta orden cumplirán con lo dispuesto en materia de ayudas de Estado.

Por otra parte, la MAIN estima el impacto económico de la propuesta en una horquilla que sitúa, para los 1.200 MW convocados, entre los 300 y 500 millones de euros anuales, aproximadamente y con sujeción a diversos condicionantes²⁴.

Con independencia de las consideraciones expuestas más adelante, cabe hacer una reflexión sobre la existencia de otras posibles alternativas —distintas del régimen retributivo específico— para conseguir el apoyo económico que pudieran precisar las instalaciones de cogeneración para llevar a cabo las inversiones necesarias.

²⁴ Como indica la MAIN, *«El valor concreto del impacto económico dependerá de la potencia asignada a cada [ITR...]. Este rango de sobre coste representa valores máximos, que se verán reducidos gracias a los descuentos obtenidos en la subasta. El impacto real dependerá del régimen de funcionamiento y de los precios reales de los combustibles y variaciones en las previsiones del precio de la electricidad.»*

La consecución de los objetivos de mejora de la eficiencia energética marcados en el PNIEC no necesariamente predetermina la utilización de la retribución específica como único medio para la asignación de incentivos o ayudas económicas. En el propio PNIEC abundan, por ejemplo, las referencias a distintos instrumentos ligados al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, con el cual existen sinergias claras, máxime considerando que la cogeneración constituye una herramienta para contribuir al cumplimiento de los objetivos de España en materia tanto de reducción de emisiones como de mejora de eficiencia energética a 2030.

La utilización de otros instrumentos de financiación contribuiría a la sostenibilidad de los cargos del sistema y, en consecuencia, al mantenimiento de los precios asequibles para el consumidor eléctrico, lo que es fundamental para facilitar la electrificación.

Segundo. Sobre el carácter marginalista de las subastas

La propuesta contempla un proceso de subasta para la adjudicación de la retribución que se realizará mediante el método de subasta a sobre cerrado con sistema marginal.

En lo que respecta a la determinación del mecanismo de subasta —precio uniforme o *pay-as-bid*—, es importante destacar que, desde un punto de vista teórico, los resultados de la subasta deberían ser equivalentes con independencia del mecanismo elegido, en la medida en que todos los participantes sean neutrales al riesgo y dispongan de información perfecta, ya que los agentes modificarán su estrategia de puja en función del mecanismo de subasta elegido²⁵.

²⁵ Las reglas de las subastas influyen directamente sobre el comportamiento estratégico de los postores (sus pujas), afectando tanto la formación del precio como la eficiencia asignativa del proceso.

Por ejemplo, en un esquema de subasta de precio uniforme, los postores en un mercado competitivo tienden a ofertar en torno a su coste marginal de oportunidad para cada uno de los bloques de energía ofrecidos. Esto se debe a que, en este tipo de subasta, el precio que reciben los adjudicatarios corresponde al de la oferta marginal, es decir, la última oferta aceptada necesaria para satisfacer la demanda. Bajo este mecanismo, existe un incentivo implícito a que cada empresa pueje a sus costes marginales, ya que los agentes no reciben su propia oferta, sino la del postor marginal. Esta característica puede favorecer una mayor transparencia y eficiencia, al alinear los incentivos con los costes reales de producción.

En cambio, en un esquema de subasta de precio discriminatorio, también conocido como “*pay-as-bid*”, la lógica de puja cambia radicalmente. En este caso, las empresas reciben exactamente el precio que ofertan si resultan adjudicatarios, lo que genera un fuerte incentivo a no revelar su verdadero coste marginal. En lugar de ello, los participantes tienden a formular sus ofertas en función del precio de equilibrio que anticipan que se formará en el mercado. Esta estrategia busca maximizar sus beneficios, pero introduce una mayor complejidad y menor transparencia en el proceso de puja, ya que las ofertas dejan de reflejar los costes marginales de generación. Como

No obstante, en mercados donde existen elevadas asimetrías de información (como suele ocurrir en el caso de la cogeneración, donde los costes marginales son específicos y difíciles de verificar externamente), las pujas tienden a acercarse al coste marginal de cada cogeneración, incluso en esquemas *pay-as-bid*. Esta convergencia se debe a la dificultad de estimar con precisión el comportamiento de los competidores y del mercado en general, lo que lleva a los agentes a actuar con mayor prudencia y a reducir el margen de especulación en sus ofertas.

Por su parte, en una subasta de precio uniforme, el precio de casación tiende a coincidir con el coste marginal del cogenerador marginal, es decir, aquel cuya oferta marca el punto de equilibrio entre oferta y demanda. En este escenario, los cogeneradores inframarginales —aquellos con menores costes de producción— obtienen un beneficio adicional equivalente a la diferencia entre el precio de casación y su propio coste marginal.

Este excedente económico, si bien puede interpretarse como una señal de eficiencia en mercados competitivos, solo sería justificable en tanto represente un incentivo real a la inversión en capacidad adicional o mejoras tecnológicas.

Sin embargo, si no se traduce en un efecto positivo sobre la inversión o la innovación, ese beneficio se transforma en una renta extraordinaria que distorsiona el mercado y favorece de forma desproporcionada a ciertos agentes, en detrimento de la eficiencia global del sistema.

Por todo ello, se recomienda analizar la posibilidad de utilizar un sistema *pay-as-bid* en el diseño de las subastas, en lugar de un sistema marginalista.

IV. CONSIDERACIONES PARTICULARES

Primero. Sobre la potencia total a subastar

La propuesta establece un total de 1.200 MW de potencia instalada a subastar. Esta cifra coincide con la establecida en la medida 2.21 del PNIEC, pero es inferior a la potencia acumulada de las cogeneraciones que han concluido su vida útil regulatoria en los últimos años.

Si se toma como referencia el año 2020, un ejercicio singular que coincidió con el estado de alarma por la pandemia Covid-19 y el inicio del periodo regulatorio que termina en 2025, se tiene que en estos seis años han finalizado o finalizarán

consecuencia, este tipo de subasta puede dar lugar a resultados menos eficientes desde el punto de vista económico.

su vida útil regulatoria casi el doble de esos 1.200 MW que, sumados a los de años precedentes, alcanzan una potencia instalada acumulada de 3.400 MW.

La siguiente figura muestra, según los datos obrantes en la CNMC, la potencia instalada en MW de las cogeneraciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 que terminan su vida útil regulatoria, por cada año y acumulada. Si bien el valor de 1.200 MW está fijado en el PNIEC, se hace ver que el volumen de potencia a subastar representa solo una parte de la potencia que ha superado, o en pocos años superará, su vida útil regulatoria²⁶.

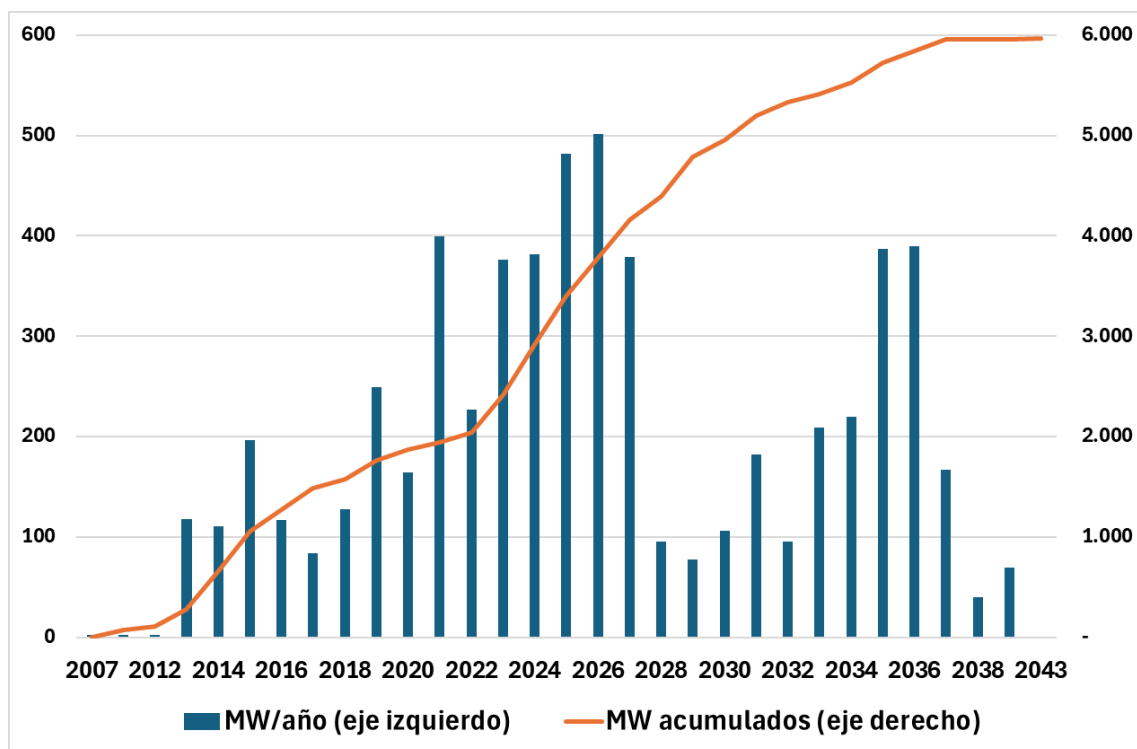


Figura 3. Potencia instalada en [MW] de cogeneraciones a.1.1 y a.1.2 que alcanzan su Fin de Vida Útil regulatoria (FVU), cada año (barra azul) y acumulada (línea naranja)

Segundo. Sobre los requisitos de eficiencia y la definición de cogeneración de ‘muy alta eficiencia’

La citada Directiva (UE) 2023/1791 define el concepto de “*cogeneración de alta eficiencia*” como aquella que aporta un ahorro de energía primaria porcentual

²⁶ El propio PNIEC expone que:

«Se estima que en 2030 unos 2.400 MW de potencia de cogeneración habrán superado su vida útil regulatoria, por lo que habrán salido del régimen económico primado. La antigüedad de las instalaciones existentes, así como la necesidad, en algunos casos, de su rediseño para adaptarse a nuevas circunstancias en los procesos, supone una pérdida potencial de eficiencia frente a los mayores rendimientos de las turbinas y motores actuales.»

(*Primary Energy Saving, PES*) de “al menos el 10%” respecto a la generación separada de calor y electricidad²⁷.

Para instalaciones de micro-cogeneración (de potencia menor de 50 kWe, en términos de potencia eléctrica instalada) y pequeña cogeneración (menor de 1 MWe) basta con que el ahorro sea positivo.

Según la propuesta, para que las cogeneraciones a gas natural (subgrupo a.1.1) puedan participar en la subasta deberán conseguir un ahorro de energía primaria porcentual mínimo del 15% en las cogeneraciones de potencia instalada igual o superior a 1 MW, y del 5% en las de menos de 1 MW.

De otro lado, las instalaciones con ciclo termodinámico Rankine de potencia instalada mayor o igual que 1 MW tendrán que cumplir con un PES mínimo del 11%. Siempre según la propuesta, *«el cumplimiento de estos requisitos por parte de una instalación conllevará que ésta sea considerada como cogeneración de muy alta eficiencia.»*

Esto supone la introducción de un nuevo concepto, la muy alta eficiencia, motivada como requisito técnico para avanzar más rápidamente en la consecución de los objetivos de la transición ecológica que, si bien no contradice la definición vigente de alta eficiencia, supone una exigencia un 50% superior al mínimo establecido para el PES en la normativa comunitaria, que sirve de guía para la fabricación e instalación de equipos de cogeneración en toda la Unión.

De acuerdo con los argumentos expuestos en su día en el informe de 2022, se sugiere que los requisitos de eficiencia energética se mantengan alineados con la normativa europea para prevenir que terminología aparentemente análoga corresponda a conceptos distintos en cada Estado miembro, lo que podría resultar confuso y, en última instancia, dificultar el normal funcionamiento del mercado interior de la energía y encarecer la adquisición de bienes de equipo cuyo diseño quedaría sometido a unos requerimientos técnicos singulares.

²⁷ Para que una instalación sea considerada como cogeneración de alta eficiencia, además del requisito de ahorro de energía primaria, la Directiva establece que las unidades de cogeneración construidas o renovadas sustancialmente tras su transposición deberán cumplir un límite de emisiones directas de dióxido de carbono inferior a 270 g de CO₂ por cada kWh de energía producida. Este umbral se aplica al conjunto de la producción energética generada mediante cogeneración, incluyendo calefacción, refrigeración, electricidad y energía mecánica.

Tercero. Sobre los efectos de incumplir requisitos reforzados o adicionales a los previstos para otras cogeneraciones

En línea con lo expuesto en las consideraciones anteriores, se hace ver que al posible incumplimiento del requisito reforzado de ahorro de energía primaria (para ser considerada 'cogeneración de *muy* alta eficiencia') o del requerimiento de alcanzar un nivel mínimo del 30 % de autoconsumo, que no se prevén con carácter general para las restantes cogeneraciones perceptoras de RRE y acarrea las penalizaciones previstas en los artículos 10 y 9, respectivamente²⁸, se superpone en el caso de las cogeneraciones del subgrupo a.1.1 la obligación de *«que la instalación cuente con los elementos y equipos necesarios para la utilización, como combustible principal, de gas natural con una concentración de hidrógeno verde de al menos el 10 % en volumen.»*

Se tiene además que el incumplimiento de este último requisito —a falta de una mayor concreción sobre cómo se comprobaría la existencia de dichos 'elementos y equipos necesarios' para la utilización parcial de hidrógeno de procedencia renovable— conduciría al inicio del procedimiento de cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, en los términos establecidos en el artículo 49.1.e)²⁹ del RD 413/2014, todo ello sin perjuicio de la posible incoación del correspondiente procedimiento sancionador.

De otro lado, en relación con los criterios de eficiencia, la propuesta remite a los artículos 27 ('Condiciones de eficiencia energética de las cogeneraciones') y 32³⁰ ('Incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética') del RD 413/2014, pero no resulta del todo claro si a estos efectos se exigirá un PES del 10 % o del 15 %, máxime cuando la propuesta concluye su artículo 10.2 especificando que

²⁸ De este modo, la instalación solo percibirá retribución regulada por la energía que simultáneamente cumpla los criterios de eficiencia energética y autoconsumo mínimo.

²⁹ *«Serán motivos para la cancelación de la inscripción de una instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación los siguientes:*

[...] e) Si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, quedase constatado el incumplimiento de los requisitos del artículo 46.» A su vez, el artículo 46 enumera los *«Requisitos necesarios para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.»*

³⁰ El apartado 3 del citado artículo 32 del RD 413/2014 reza como sigue:

«3. El organismo encargado de realizar las liquidaciones [la CNMC] notificará al interesado el incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética y dará traslado de dicha notificación a la [DGPEM]. En el caso de que con posterioridad a dicha notificación se produjera un segundo incumplimiento, se iniciará el procedimiento de cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, sin perjuicio del procedimiento sancionador correspondiente.»

«La resolución por la que se convoque la subasta podrá establecer requisitos adicionales para la percepción del régimen retributivo específico.»

A este respecto, un segundo incumplimiento podría igualmente resultar en la cancelación de la inscripción³¹. De hecho, el Anexo IV ('Declaración responsable para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación') a la propuesta concluye con la siguiente dicción: *«declaro conocer que será motivo para la cancelación de la inscripción de la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación la constatación de la falsedad en esta declaración responsable [...]»*. Entre los requisitos cuyo cumplimiento se declara están los relativos *«a la capacidad de utilización de hidrógeno verde»* y *«a la eficiencia»*, recogidos respectivamente en los apartados 1 y 2 del artículo 10 de la propuesta de orden.

La gravedad que reviste el potencial incumplimiento de estos requisitos aconseja precisar la definición del término 'hidrógeno verde' en referencia a una norma de rango reglamentario³². Se recomienda asimismo suprimir los incisos: *«La resolución por la que se convoque la subasta | podrá modificar al alza este valor | podrá establecer requisitos adicionales para la percepción del régimen retributivo específico»*, referidos a la utilización de hidrógeno verde y eficiencia, respectivamente. Toda condición indispensable para la percepción del régimen retributivo debería quedar fijada mediante norma de rango no inferior a la orden ministerial.

Cuarto. Sobre la acreditación de la certificación de la eficiencia energética mediante un esquema homogéneo

En la actualidad existen sistemas de certificación de la sostenibilidad de la biomasa, pero no para la acreditación de las condiciones de eficiencia energética; se tiene además que determinados aspectos de la guía del calor útil³³ han sido derogados en ejecución de diversas sentencias y no existe desde 2008 una actualización que la sustituya.

En efecto, según el RD 376/2022, el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de la

³¹ Otro de los motivos expresamente recogidos en el citado artículo 49.1 del RD 413/2014 es:

[...] i) La reiteración del incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética, en los términos previstos en el artículo 32.3.»

³² Téngase presente, además, que la normativa vigente, tanto nacional como comunitaria se refiere al hidrógeno renovable, no 'verde'.

³³ 'Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia', aprobada por Resolución de 14 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía y publicada en la página web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE.

biomasa debe verificarse mediante sistemas de certificación reconocidos por la Comisión Europea (sistemas voluntarios), por el régimen nacional aprobado o por el sistema estatal de verificación regulado en la propia norma. Esta verificación debe ser realizada por entidades independientes y competentes, garantizando trazabilidad, auditoría y conservación de la información durante al menos cinco años. Solo la biomasa que acredite su sostenibilidad permite acceder a ayudas financieras o computar en los objetivos de energías renovables; en caso contrario, la retribución de la instalación se reduce proporcionalmente.

En coherencia con estos exigentes criterios aplicables a la sostenibilidad de la biomasa, como se ha reiterado el acceso al RRE para instalaciones de cogeneración está condicionado al cumplimiento de unos niveles de eficiencia energética, más elevados en el caso la presente propuesta, que debe acreditarse anualmente mediante un certificado emitido por una entidad independiente y reconocida, y remitirse a la CNMC como organismo encargado de la liquidación.

La CNMC, junto con ENAC, elaboró en su día el esquema de acreditación RDE-23³⁴, que define los requisitos técnicos para reforzar la homogeneidad y fiabilidad de estas certificaciones. Actualmente este esquema es voluntario; se sugiere incorporar a la propuesta la obligación de la adhesión al mismo mediante una disposición adicional, haciéndolo obligatorio para todas las entidades que certifiquen la eficiencia energética de instalaciones adjudicatarias.

Quinto. Sobre la posible fragmentación entre varios productos y cupos

En relación con la segmentación de los productos a subastar según la potencia unitaria de las ITR, se observa que en algunas de las 15 categorías que identifican dichas ITR la potencia asignada por producto y convocatoria podría ser inferior al tamaño habitual de diseño de las plantas. Como referencia, con solo que en cada convocatoria de 400 MW³⁵ resultara adjudicataria una planta por cada ITR, suponiendo que todas fueran del mismo tamaño, 'les corresponderían más de 25 MW a cada una.

De la combinación del gran número de productos y la subdivisión de la potencia a subastar entre distintas subastas se deriva que la potencia finalmente adjudicada por producto y subasta puede ser reducida para algunas de las ITRs en relación al tamaño típico de diseño de las plantas de su categoría, lo cual

³⁴ «Criterios y proceso de acreditación específico para la inspección de las condiciones de eficiencia energética de plantas de cogeneración.»

³⁵ Según el calendario previsto en el artículo 26 de la propuesta, si bien «En el caso de que no resulte adjudicada la totalidad de la potencia subastada en alguna convocatoria, la potencia no adjudicada se podrá acumular en la siguiente convocatoria.»

podría desincentivar la participación y, en última instancia, reducir la presión competitiva, al disminuir el número potenciales ofertantes por cada producto

De otro lado, se hace ver que las 12 ITR³⁶ identificadas con los códigos 0106 a 0117 se han definido por rangos de potencia que distinguen hasta cuatro tramos: menor de 1 MW; de 1 MW hasta menor de 10 MW; de 10 MW hasta menor de 25 MW, y de 25 MW hasta menor de 100 MW. Se recomienda valorar la posibilidad de agrupar determinadas ITR del subgrupo a.1.1 en un único producto (es decir, en una misma ITR), en particular aquellas con potencias instaladas iguales o superiores a 1 MW e inferiores a 25 MW, ya que presentan valores estimados de retribución a la inversión similares, y es en este rango de potencia en el que se concentran buena parte de las cogeneraciones existentes, cuyo tamaño, como se ha expuesto, está ligado a las necesidades de calor útil de las industrias asociadas. Conforme a lo anterior, se fusionarían en una misma ITR las ITR-0107 y 0108, de un lado; las ITR-0111 y 0112, de otro, así como las ITR-0115 y 0116, respectivamente.

Se recomienda asimismo que se considere permitir la oferta de tramos divisibles, como en las subastas del Régimen Económico de Energías Renovables (REER)³⁷.

Sexto. Sobre la garantía económica para la participación en la subasta y su cancelación

La garantía que se ha de aportar para participar en esta subasta (20 €/kW) es la tercera parte de la requerida para ofertar en el REER (60 €/kW). Si bien existen razones para establecer aquí un valor inferior³⁸, se recomienda justificar brevemente la elección de este importe en la MAIN que acompaña la propuesta.

De otro lado, la propuesta establece que en caso de desistimiento en la construcción se podrá ejecutar la garantía depositada, salvo en el caso de que se acredite la imposibilidad de obtener el permiso de acceso y conexión. Se recomienda extender los casos de exención de la ejecución de la garantía a otras causas que igualmente impidan la construcción del proyecto y no sean directa ni

³⁶ De estas 12 ITR, las 4 primeras se corresponde con 'Nuevas instalaciones del subgrupo a.1.1', las 4 segundas con 'Modificaciones de instalaciones existentes del subgrupo a.1.1 que conlleven su mantenimiento en el subgrupo a.1.1', y las 4 últimas con 'Modificaciones de instalaciones existentes del subgrupo a.1.2 que conlleven su transformación en instalaciones del subgrupo a.1.1 con ciclo de turbinas de gas (simple o combinado) o ciclo con motor de combustión interna'.

³⁷ Desarrollado en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

³⁸ Entre otras, el hecho de que al estar las cogeneraciones necesariamente asociadas a procesos industriales que consumen el calor útil producido, tanto su ubicación como su tamaño máximo están acotados, lo que reduce el riesgo de posibles comportamientos especulativos.

indirectamente imputables al adjudicatario; al menos y en particular, a la no obtención de los correspondientes permisos medioambientales.

Séptimo. Sobre parámetros que afectan a la determinación de la retribución específica

A. Sobre la vida útil de las instalaciones

La propuesta establece una vida útil regulatoria de 10 años tanto para las nuevas instalaciones como para las modificaciones de cogeneraciones del subgrupo a.1.1 (combustible gas natural), incluidas aquellas que resulten de la adaptación de cogeneraciones del subgrupo a.1.2 (combustibles derivados del petróleo o carbón), y de 20 años para las correspondientes a los grupos b.6 y b.8 (cogeneraciones a biomasa).

Se sugiere ampliar la vida útil regulatoria en el caso de las instalaciones nuevas, ya sean a gas natural o biomasa, así como, en su caso, para las modificaciones que conlleven la transformación de un subgrupo a otro (para permitir la adopción de combustibles con menores emisiones de gases de efecto invernadero), ya que requieren niveles de inversión unitaria más elevados que las modificaciones que no supongan el cambio de subgrupo, lo que justificaría un mayor plazo para facilitar la recuperación de la inversión.

B. Sobre parámetros no definidos hasta la resolución de la convocatoria

La propuesta de orden establece los principales parámetros retributivos para las ITR, como la retribución a la inversión (R_{inv}), retribución a la operación (R_o), vida útil regulatoria, valor estándar de la inversión inicial (sobre la cual se ofertará un porcentaje de descuento), horas de funcionamiento equivalentes o coste de adquisición de derechos de emisión de CO_2 . La vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión no son revisables³⁹; otros parámetros como los precios anuales estimados y límites superiores e inferiores anuales de la electricidad y coeficientes de apuntamiento a ellos aplicables son objeto de remisión a la orden que establece los parámetros de RRE del semiperiodo con carácter general⁴⁰.

Sin embargo, otros parámetros igualmente determinantes para el diseño de las instalaciones y que pueden por lo tanto condicionar la estrategia de oferta de los

³⁹ Según el apartado 4 del artículo 14 ('Retribución de las actividades') de la LSE: «*En ningún caso, una vez reconocida la vida útil regulatoria o el valor estándar de la inversión inicial de una instalación, se podrán revisar dichos valores.*»

⁴⁰ A la redacción de este informe, la Orden TED/741/2023, de 30 de junio, 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 semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2023.

participantes no se concretan en la orden, sino que están supeditados a su confirmación o no mediante la aprobación de las resoluciones por la que se proceda a cada convocatoria, como el porcentaje mínimo de autoconsumo y la proporción de hidrógeno verde que ha de resultar admisible en la mezcla combustible.

Por lo tanto, de forma complementaria a las consideraciones hechas en relación con estos parámetros pendientes de concreción, también con el objetivo de mejorar el atractivo y elevar la participación en las subastas, se recomienda considerar su fijación tan pronto con la mayor antelación posible, como medio de minimizar las incertidumbres que todo procedimiento de concurrencia competitiva encierra y facilitar la planificación económica de los proyectos.

V. CONCLUSIONES

El Pleno de la CNMC considera que la propuesta de orden por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en las convocatorias para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia y el proyecto de real decreto por el que se establece el marco de dichas convocatorias permite favorecer la sustitución de algunas de las plantas de este tipo más contaminantes y promueve la construcción de otras más eficientes y con menor impacto ambiental, al tiempo que incorpora o mantiene en el sistema instalaciones que aportan potencia firme y síncrona durante un periodo en el que se integrará un elevado contingente de generación renovable asíncrona y no gestionable.

Este proceso queda sometido a requisitos medioambientales exigentes, en línea con los objetivos establecidos en el PNIEC, y como un elemento que contribuye a fomentar la descarbonización de la industria y avanzar en la transición energética.

Sin perjuicio de lo anterior, el informe realiza una serie de consideraciones que se resumen a continuación:

- Cabría considerar otros instrumentos distintos de la retribución específica para financiar la consecución de los objetivos perseguidos por la propuesta, como por ejemplo los ligados al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia.
- La determinación del precio resultante de la subasta mediante un sistema *pay-as-bid*, por oposición al sistema marginalista propuesto, presenta algunas ventajas que merecen su valoración como alternativa.
- Considerando que la propuesta integra una propuesta de orden ministerial y un proyecto de real decreto, no conviene dejar a la resolución por la que se convoque la subasta la concreción de aspectos cuyo incumplimiento pudiera ser causa de cancelación de la inscripción o de sanción; tampoco la

determinación de los porcentajes mínimos exigidos de eficiencia energética y de hidrógeno renovable.

- En la actualidad existen sistemas para la certificación de la sostenibilidad de la biomasa, pero no para las condiciones de eficiencia energética, cuya acreditación por medio del esquema RDE-23 elaborado en su día por la Comisión junto con ENAC aún es solo voluntaria. Se recomienda que la adhesión al mismo se haga obligatoria para las entidades certificadoras.
- Se plantea simplificar las ITR de instalaciones nuevas o modificadas del subgrupo a.1.1 (cogeneraciones a gas natural), unificando en una sola categoría las plantas de potencia mayor o igual a 1 MW y menor de 25 MW, para minimizar en lo posible el riesgo de excesiva fragmentación entre distintos productos y cupos.
- Se aconseja extender por encima de 10 años la vida útil regulatoria de las instalaciones nuevas, para aproximarla a su vida técnica aproximada y facilitar la recuperación de la inversión a lo largo de un plazo mayor.

Adicionalmente, se señalan una serie de consideraciones en el informe que podrían mejorar el enfoque de la propuesta.

ANEXO 1: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Generalitat de Catalunya
- Generalitat Valenciana
- Gobierno del Principado de Asturias
- Junta de Andalucía
- Junta de Castilla y León
- Xunta de Galicia

Asociaciones:

- ACOGEN (Asociación española de cogeneración)
- ADAP (Asociación para el desimpacto ambiental de los purines)
- ANEO (Asociación nacional de empresas de aceite de orujo)
- APPA (Asociación de empresas de energías renovables)
- ASCER (Asociación española de fabricantes de azulejos y pavimentos cerámicos)
- ASPAPEL (Asociación española de fabricantes de pasta, papel y cartón).
- COGEN (Asociación española para la promoción de la cogeneración)
- Colegio de ingenieros industriales de Catalunya
- FIAB (Federación española de Industrias de Alimentación y Bebidas)

Empresas:

- 2G SOLUTIONS OF COGENERATION, SL
- AB AZUCARERA IBERIA, SLU
- AE, SA
- BOIRO ENERGIA
- COGENERACIÓN DEL NOROESTE (CONOSOL)
- DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, SL
- ENGIE
- ENSO (Energy Environment & Sustainability)
- FINSA
- MICROPOWER EUROPE
- MOVIALSA
- NATURGY ENERGY GROUP, SA
- NEOELECTRA
- SOLVAY QUÍMICA
- ZERO WASTE ENERGY (ZWE)

ANEXO 2: SÍNTESIS DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[CONFIDENCIAL]