

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

(IPN/CNMC/001/22)

## **CONSEJO. PLENO**

### **Presidenta**

D.<sup>a</sup> Cani Fernández Vicién

### **Consejeros**

D.<sup>a</sup> María Ortiz Aguilar

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D.<sup>a</sup> María Pilar Canedo Arrillaga

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.<sup>a</sup> Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

### **Secretario del Consejo**

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 29 de marzo de 2022

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre 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 xxx/2021, de xx de xxxxxx, y se aprueban sus parámetros retributivos” (en adelante ‘propuesta de orden’) y 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’ (en adelante ‘proyecto de real decreto’; orden y real decreto 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

1. El 3 de enero 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, acompañada de la memoria de análisis de impacto normativo (MAIN) de la propuesta de orden.
2. La propuesta tiene por objeto el establecimiento de un mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia que utilicen como combustible el gas natural (subgrupo a.1.1) o la biomasa (grupos b.6 y b.8), para una potencia de 1.200 MW. A diferencia de las subastas de energías renovables de los dos últimos años, estas subastas no otorgarán el régimen económico de energías renovables (REER)<sup>1</sup>, debido a que la cogeneración no está incluida en él, sino el régimen retributivo específico.
3. La Ley 24/2013<sup>2</sup> en su artículo 14.7 ('Retribución de las actividades') define que el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia 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. El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva.
4. La retribución tendrá como fin permitir que las instalaciones reciban una rentabilidad razonable calculada para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada.

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

5. El Real Decreto 413/2014<sup>3</sup> regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y establece en su artículo 11 ('Aspectos generales del régimen retributivo específico') que cada instalación tendrá asignada una instalación tipo, y que para la determinación del término retributivo denominado 'retribución a la inversión' (Rinv) «se considerará el valor estándar de la inversión inicial que resulte del procedimiento de concurrencia competitiva que se establezca [...]».
6. Con fecha 10 de enero 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. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe, así como una síntesis de las mismas.

## II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

7. 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

8. El proyecto de real decreto consta de tres artículos y tres disposiciones finales.
9. 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.
10. 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).

---

<sup>3</sup> 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.

- Modificaciones de instalaciones de cogeneración que utilicen como combustible gas natural (a.1.1).
  - 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).
11. Así mismo establece restricciones adicionales para los sistemas no peninsulares (máxima potencia neta de 15 MW y exclusión de grupos empresariales que posean más del 40% de la generación de un sistema).
  12. 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.
  13. 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

14. La propuesta de orden consta de veinticuatro artículos agrupados en seis capítulos, tres disposiciones finales y cuatro anexos.
15. El **capítulo I** desarrolla el objeto y ámbito de aplicación.
16. 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.
17. 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 —derivados de petróleo o carbón— que se transformen en a.1.1), si bien se establecen condiciones adicionales como una potencia máxima instalada inferior a 50 MW, niveles mínimos de inversión elegible en (€/kW) a cumplir por las modificaciones de instalaciones existentes y exclusión de las instalaciones para el tratamiento de residuos de porcino, lodos de la producción de aceite de oliva, u otros lodos.

18. El **capítulo II** establece el régimen retributivo específico y su forma de asignación que será mediante subasta.
19. Para cada instalación tipo de referencia se definen una serie de parámetros retributivos en su Anexo I. Como vida útil regulatoria se establecen diez años para las cogeneraciones a.1.1 (ya sean nuevas instalaciones o modificaciones) y veinte para las cogeneraciones b.6. y b.8.
20. 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 la instalación tipo de referencia (del Anexo I) corregido por el porcentaje de reducción obtenido del proceso de subasta.
21. Se establece la obligación de acogerse a alguna de las modalidades de autoconsumo previstas en el Real Decreto 244/2019<sup>4</sup>, y mantener en cómputo semestral una ratio de autoconsumo de al menos el 30%, 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.
22. Se establecen requerimientos técnicos para avanzar hacia la transición ecológica. Las cogeneraciones a.1.1 deberán estar preparadas para utilizar gas natural mezclado con hidrógeno verde (al menos un 10% en volumen) y deberán cumplir unos requisitos de ahorro de energía primaria porcentual (5% para plantas de menos de 1 MW y 15% para plantas de más de 1 MW) que la propuesta denomina “*cogeneración de muy alta eficiencia*”, superiores a los límites de cogeneración de alta eficiencia y que de no alcanzarse supondrían una penalización. Las cogeneraciones podrán comprometerse a ahorros incluso superiores, lo que servirá como variable de desempate en la casación en caso de igual porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial, si bien en caso de incumplimiento también estarían sujetas a penalización.
23. El **capítulo III** establece la convocatoria y parámetros de las subastas.
24. El producto a subastar será la potencia instalada con derecho a la percepción del régimen retributivo específico y se define un producto por cada instalación tipo de referencia, lo que resulta en un total de 13 productos distintos: nuevas

---

<sup>4</sup> Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

instalaciones a.1.1 (distinguiendo por rango de potencia<sup>5</sup>), modificaciones de instalaciones a.1.1 (distinguiendo por rango de potencia), modificaciones de instalaciones a.1.2 que se transformen en a.1.1 (distinguiendo por rango de potencia) y nuevas cogeneraciones b.6 y b.8 (sin distinguir por rango de potencia).

25. La subasta se convocará mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía en la que se establecerán aspectos como los productos y sus cupos, las especificaciones de detalle, el porcentaje de exceso del cupo de cada producto y el tamaño máximo del tramo indivisible ofertado.
26. El **capítulo IV** establece el procedimiento para el desarrollo y proceso de casación de la subasta.
27. La variable sobre la que se ofertará será el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia. 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.
28. 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. De no cumplirse esta condición, se reducirá el volumen de producto a subastar hasta que se alcance esa relación. El volumen adjudicado a una misma empresa no podrá ser superior al 50% del volumen total del conjunto de productos subastados.
29. 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.
30. Se podrá presentar una oferta por cada producto, con un máximo de 20 tramos; cada tramo será indivisible y vinculado a una única instalación. Cuando un tramo no pueda ser adjudicado por toda su potencia quedará excluido de la casación.
31. La curva agregada de oferta se formará integrando todos los tramos de todas las ofertas para ese producto, ordenando los tramos de mayor a menor porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial ofertada. Se priorizarán las

---

<sup>5</sup> Los rangos de potencia se establecen para instalaciones de: menos de 1 MW, entre 1 MW y menos de 10 MW, entre 10 MW y menos de 25 MW y entre 25 MW y menos de 50 MW.

ofertas con un mayor compromiso de ahorro de energía primaria en caso de empate.

32. El **capítulo V** establece el procedimiento de inscripción en el registro de régimen retributivo específico.
33. 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.
34. La garantía económica para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico se establece en 20 € por kW de potencia instalada.
35. El **capítulo VI** establece el calendario de subastas del régimen retributivo específico para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia
36. Se establecen unos volúmenes mínimos de potencia a subastar de 351 MW para 2022, 442 MW para 2023 y 407 MW para 2024.
37. Las Disposición finales actualizan el calendario de subastas del Régimen Económico de Energías Renovables al año 2026, establecen el título competencial y determinan que la entrada en vigor de la orden será al día siguiente de su publicación en el BOE.
38. El **Anexo I** establece los parámetros retributivos para cada una de las instalaciones tipo de referencia. Se establecen 13 instalaciones tipo:
  - 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 50 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 (para los mismos rangos de potencia).
  - 1 para cogeneraciones nuevas b.6 o b.8 (de combustible biomasa).
39. También incluye las hipótesis y parámetros que caracterizan las instalaciones tipo de referencia, 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.

40. Así mismo define la expresión para el cálculo de la retribución a la inversión de la instalación tipo, expone los valores considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de instalaciones tipo de referencia, incluye las fichas de las instalaciones tipo de referencia y los códigos de las instalaciones tipo.
41. 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.
42. 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**

#### **Primero. Sobre la exclusión de modificaciones de instalaciones existentes que utilicen como combustible biomasa**

43. El artículo 2 de la propuesta de orden y el apartado segundo del proyecto de real decreto establecen que podrán participar en la convocatoria de asignación del régimen retributivo específico nuevas cogeneraciones del subgrupo a.1.1 (a gas) y de los grupos b.6 y b.8 (a biomasa), así como modificaciones de instalaciones existentes del subgrupo a.1.1 y a.1.2 (estas últimas, que utilizan derivados del petróleo o carbón como combustible, si se transforman en a.1.1).
44. Por lo tanto, se permite que cogeneraciones que utilicen como combustible gas natural participen en la convocatoria, tanto con instalaciones nuevas como con modificaciones de instalaciones existentes, mientras que en el caso de las cogeneraciones que utilicen como combustible biomasa solo pueden participar instalaciones nuevas.
45. De acuerdo con el proyecto de real decreto, España ha asumido ambiciosos objetivos en relación con el desarrollo de las energías renovables y la mejora de la eficiencia energética, articulados a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, que establece un escenario objetivo para el parque de generación de energía eléctrica que requiere de actuaciones públicas de apoyo a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos. Así mismo estos objetivos de desarrollo de energías renovables y su fuerte penetración requerirán de sistemas que contribuyan a la estabilidad del sistema.

46. Las cogeneraciones que utilicen biomasa contribuirían a alcanzar el citado escenario objetivo del PNIEC en la misma proporción que lo harían las cogeneraciones a gas. Por otra parte, la contribución a la estabilidad en la operación del sistema que pueden aportar unas y otras cogeneraciones es semejante. Finalmente, las emisiones por MWh de energía producida son inferiores en el caso de las cogeneraciones que utilizan como combustible biomasa.
47. Por todo lo anterior se sugiere que se permita la participación en la subasta a las modificaciones de instalaciones existentes de cogeneraciones que utilicen como combustible biomasa.

### **Segundo. Sobre la exclusión de instalaciones de potencia instalada igual o superior a 50 MW**

48. El artículo 2. (‘Ámbito de aplicación’) de la propuesta de orden define que, de acuerdo con lo establecido en el apartado segundo del proyecto de real decreto, sería únicamente de aplicación a instalaciones de cogeneración de alta eficiencia de potencia instalada inferior a 50 MW. Consecuentemente, en su Anexo I solo se definen códigos y parámetros retributivos para instalaciones tipo de referencia con potencia inferior a 50 MW. Después de revisar la redacción del proyecto de real decreto, no se encuentra que ninguno de sus artículos establezca este límite, por lo que habría un desalineamiento en la redacción entre ambas normas.
49. Por otra parte, aunque la antigua Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 27 (‘Régimen especial de producción eléctrica’) establecía que para pertenecer al antiguo régimen especial las cogeneraciones debían tener una potencia instalada no superior a los 50 MW, esta limitación ya no se encuentra recogida en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ni en el 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.
50. Por todo lo anterior se recomienda justificar esta exclusión, dado que actualmente el régimen retributivo específico no está limitado a instalaciones de menos de 50 MW, así como alinear las redacciones del proyecto de real decreto y de la propuesta de orden.

### **Tercero. Sobre la definición de las instalaciones b.6 y b.8 que pueden participar en la subasta**

51. El repetido artículo 2 establece que la orden es de aplicación a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia de los grupos b.6 y b.8 (cuyo combustible es

biomasa); sin embargo, en los restantes apartados las referencias se realizan sin volver a citar la palabra *cogeneración*, lo que en algunos casos puede llevar a confusión, dado que dentro de estos grupos existen instalaciones que no son cogeneraciones.

52. Para evitar confusiones se recomienda que cuando la propuesta de orden se refiera a estas instalaciones, se cite expresamente que se trata de cogeneraciones de alta eficiencia de los grupos b.6 y b.8.

#### **Cuarto. Sobre las inversiones elegibles**

53. También el artículo 2 define las inversiones elegibles que pueden tenerse en cuenta para realizar el cómputo de la inversión mínima en [€/kW] que es necesario acreditar como requisito para la participación en la subasta de las modificaciones de instalaciones.
54. En la enumeración se encuentra que, desde un punto de vista estrictamente técnico, no están incluidos algunos sistemas imprescindibles para el funcionamiento de algunas instalaciones, como podrían ser las estaciones de regulación y medida (E.R.M) e instalaciones de conexión en el caso de las cogeneraciones a.1.2 (derivados del petróleo, carbón) que se conviertan en a.1.1 (gas natural), o los sistemas de preparación del combustible en el caso de las cogeneraciones de los grupos b.6 y b.8 (biomasas), así como las nuevas bancadas de obra civil necesarias para la instalación de los equipos y los sistemas de medida. Por lo tanto, se sugiere incluirlas dentro de las inversiones elegibles.

#### **Quinto. Sobre la obligación de acogerse a alguna modalidad de autoconsumo**

55. La propuesta de orden establece en su artículo 8 que las instalaciones de cogeneración perceptoras del régimen retributivo específico asignado mediante las subastas convocadas al amparo de la propuesta deberán acogerse a alguna de las modalidades de autoconsumo previstas en el Real Decreto 244/2019<sup>6</sup> y garantizar una ratio de autoconsumo en cómputo semestral del 30%. En caso de incumplimiento serían penalizadas. Esto supone una condición adicional a los requerimientos de eficiencia (ahorro de energía primaria) actualmente vigentes.

---

<sup>6</sup> Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

56. La cogeneración es la generación simultánea en un proceso de energía térmica útil (calor útil) y eléctrica y/o mecánica. Su dimensionamiento se hace sobre la base de satisfacer una demanda económicamente justificable de calor útil, por lo que la electricidad producida es un subproducto. Para una tecnología de cogeneración dada, la producción eléctrica y térmica se encuentran relacionadas dentro de unos rangos.
57. La demanda térmica de una industria —sector que concentra una gran parte de las instalaciones de cogeneración en España— está en relación con la producción térmica de su cogeneración, pero su demanda eléctrica no tiene relación con la producción eléctrica de la cogeneración, dado que viene fijada por su proceso productivo, y para una misma demanda térmica varía fuertemente entre industrias. No existe una correlación que permita establecer niveles de autoconsumo en función de la demanda térmica satisfecha para el conjunto de sectores industriales.
58. La introducción de esta condición adicional de diseño (autoconsumo de la energía eléctrica neta producida con un mínimo del 30%) puede introducir distorsiones, llevar a diseños ineficientes, generar tratamientos asimétricos a distintas industrias y conseguir efectos contrarios a los buscados al disminuir el nivel de competencia y aumentar los precios de la subasta.
59. En industrias en las que el consumo eléctrico sea muy reducido en relación con la energía eléctrica producida por la cogeneración para una demanda térmica dada, el autoconsumo quedaría por debajo del 30%. En estos casos la propuesta admite que, de incumplirse dicho límite, las instalaciones no sean penalizadas si acreditan ante esta CNMC que han vendido mediante contratos a muy largo plazo (superior a 5 años) una cantidad de energía superior a aquella por la que se incumple el nivel mínimo de autoconsumo<sup>7</sup>. De otro lado, estas industrias podrían gestionar libremente el 70% de la energía producida, lo que les daría una gran flexibilidad para poder afrontar cambios en un entorno de volatilidad de precios de energía como el actual.
60. Por el contrario, en aquellas industrias en las cuales el consumo eléctrico es elevado en relación con la energía eléctrica producida para la demanda térmica a satisfacer, el autoconsumo podría llegar a ser muy elevado (teóricamente del 100% de la energía eléctrica producida) y ello generaría un trato asimétrico

---

<sup>7</sup> A este respecto, y aunque la cantidad total de energía vendida a plazo está implícitamente limitada por la potencia ofertada y sus horas de utilización, si el resultado de la subasta estuviera muy atomizado podría repartirse entre un gran número de agentes, multiplicando los costes de gestión para la CNMC e introduciendo cargas administrativas adicionales para los agentes que en algunos casos podrían no guardar proporcionalidad con el volumen de energía involucrado.

respecto a la situación anteriormente descrita, dado que a pesar de estar obligadas a cumplir las mismas condiciones de ahorro de energía primaria y proporcionar los mismos servicios al sistema que las industrias con consumo eléctrico reducido, no tendrían libertad para poder gestionar toda (o la mayor parte de) la energía producida.

61. Adicionalmente, no recibirían retribución a la operación por la energía producida autoconsumida (que en el límite podría llegar a ser un 100%), lo que les situaría en una posición de desventaja en la subasta. Esa falta de flexibilidad, en un entorno de volatilidad de precios de la energía, desincentivaría la participación en la subasta de este segundo tipo de industrias (que son precisamente las que presentan un mayor nivel de autoconsumo eléctrico), pudiendo afectar el nivel de competencia y potencialmente incrementando los precios marginales de adjudicación. Esta situación podría beneficiar a un tipo de industrias (las que cuenten con un 30% o menos de autoconsumo eléctrico) frente a las más electrointensivas, aun siendo ambas igualmente eficientes.
62. Por todo lo anterior se recomienda eliminar la obligación prevista en la propuesta de orden de acogerse a una modalidad de autoconsumo, pues podría llevar a diseños ineficientes, generar tratamientos asimétricos a distintas industrias y conseguir efectos contrarios a los buscados, al desincentivar la participación en la subasta (influyendo en su nivel de competencia y precios) de precisamente las configuraciones con un mayor autoconsumo *per se*. De otro lado, cualquiera que sea el diseño adoptado, sería compatible con un claro incentivo económico al autoconsumo, limitando el porcentaje de energía considerada a los efectos de percibir retribución a la operación (Ro) al 70% de la generada.
63. De acogerse esta recomendación, sería necesario además modificar la propuesta para incluir la obligación de que se envíe a la CNMC, como organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico, la energía en barras de central de todas las cogeneraciones adjudicatarias, dado que actualmente la CNMC solo recibe la medida en barras de central de las instalaciones en autoconsumo o 'régimen de excedentes'.

### **Sexto. Sobre el marco normativo más adecuado para la introducción de nuevos conceptos técnicos o nuevos requisitos**

64. La propuesta de orden tiene por objeto un fin muy concreto: el establecimiento de un mecanismo de subasta para la asignación de un esquema de retribución regulada que ya existe, el régimen retributivo específico, para ciertas instalaciones de cogeneración.

65. Sin embargo, dentro de su articulado se crean nuevos conceptos técnicos de alcance general, como el de "cogeneración de muy alta eficiencia", y se establecen requisitos adicionales que se exigirían a las plantas adjudicatarias para la percepción del régimen retributivo específico (como por ejemplo la obligación de autoconsumir un 30% de la energía generada) que no se exigen a las plantas de análogas características actualmente receptoras de ese mismo régimen retributivo específico, conforme a lo establecido en el Real Decreto 413/2014, norma por otra parte de rango superior.
66. Por ello se sugiere analizar si aquellas partes de la propuesta de orden que definen nuevos conceptos técnicos, modifican aspectos concretos de la retribución o imponen condiciones adicionales para la percepción del régimen retributivo específico podrían tener mejor cabida mediante una modificación del citado Real Decreto 413/2014, implementada a través del proyecto de real decreto que acompaña a la propuesta de orden.

### **Séptimo. Sobre el requerimiento de elementos y equipos necesarios para utilizar gas natural con 'hidrógeno verde'**

67. La propuesta establece que para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico de las instalaciones del subgrupo a.1.1 adjudicatarias de la subasta será requisito obligatorio *«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.»*
68. A este respecto, se señala que las tecnologías para el transporte, almacenamiento y utilización del gas natural con hidrógeno verde se encuentran aún en pleno desarrollo y existen incertidumbres en cuanto a qué tecnologías se acabarán imponiendo como estándares dentro de la industria, así como sobre las normas técnicas que reglarán las condiciones para su utilización.
69. Por ello se sugiere que no se obligue a realizar inversiones que podrían resultar obsoletas en el momento en que el gas natural con hidrógeno verde esté disponible comercialmente a precios competitivos y, en su lugar, la obligación se restrinja a la presentación de una declaración responsable del adjudicatario (que podría ser objeto de un anexo adicional), adjuntando justificación técnica, provista por el fabricante de las máquinas térmicas, de que sus equipos serían capaces de trabajar con gas natural mezclado con los porcentajes en volumen de hidrógeno establecidos llegado el momento.

## **Octavo. Sobre la retribución a la inversión en el caso de las cogeneraciones del subgrupo a.1.1 modificadas desde a.1.2**

70. Analizando el Anexo I de la propuesta se encuentra que los valores de retribución a la inversión para las instalaciones del subgrupo a.1.1 (cogeneraciones a gas natural) modificadas desde a.1.2 (cogeneraciones de fuel, gasóleo, carbón, etc.) son los mismos que para las modificaciones de cogeneraciones a.1.1, que ya de partida consumen gas natural. Estos son los valores sobre los que los sujetos ofrecerán descuentos en las subastas.
71. La transformación a gas natural de una cogeneración que utiliza como combustible derivados del petróleo o carbón resulta más costosa que la actualización de una cogeneración de gas ya existente, dado que precisa de nuevos sistemas de combustible, una Estación de Regulación y Medida (E.R.M.), la instalación de nuevos sistemas de auxiliares, etc. Considerar una misma retribución para los dos casos desincentivaría la conversión a gas de las cogeneraciones que consumen derivados de petróleo y carbón, lo que podría suponer una renuncia a la mejora ambiental y la reducción de emisiones que se consigue con estas conversiones frente a las alcanzadas en el caso de las modificaciones de cogeneraciones que ya consumen gas natural.
72. Por ello, cabría plantearse que la retribución a la inversión de las cogeneraciones del subgrupo a.1.1 modificadas desde a.1.2 tenga un importe superior al previsto para las modificaciones de instalaciones que ya eran a.1.1.

## **Noveno. Sobre los precios de venta de la energía eléctrica y el coste de los derechos de emisión**

73. Según el anexo I de la propuesta, los precios del mercado eléctrico utilizados para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía en el mercado son 52,12 €/MWh para el año 2021 y 48,82 €/MWh para los años 2022 en adelante. La propuesta indica que estos precios fueron los recogidos en el anexo V de la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero<sup>8</sup>.
74. Ahora bien, estos valores son notablemente inferiores a los precios de mercado que se están alcanzando actualmente. El pasado 27 de enero, la Sala de Supervisión Regulatoria de esta CNMC aprobó el Acuerdo por el que se publica

---

<sup>8</sup> Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, 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 periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020. («BOE» de 28 de febrero de 2020).

el precio medio anual del mercado diario e intradiario para el año 2021 en aplicación del artículo 22.4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio<sup>9</sup>: ascendió a 111,90 €/MWh, aproximadamente el doble del valor estimado a principios de 2020.

75. El citado Real Decreto 413/2014 no contempla para el precio de los derechos de emisión un mecanismo de publicación anual análogo, pero su evolución ha sido similar en los últimos meses y, al cierre de 2021, ha registrado valores que más que triplicaban el valor de 24,72 €/tCO<sub>2</sub> contemplado en la citada Orden TED/171/2020, con máximos más elevados aún a la fecha de redacción de este informe.
76. Conforme a lo anterior, se recomienda incorporar al cálculo de los parámetros contemplados en la propuesta la más reciente información disponible y, en todo caso, hasta fin de 2021.

## **Décimo. Sobre la fragmentación de la potencia entre varios productos y subastas**

77. Como se ha expuesto en el apartado 'Contenido de la propuesta', y de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 ('Producto y cupo de producto a subastar'), se establece un producto por cada instalación tipo de referencia (ITR), lo que se concreta en el Anexo I en un total de 13 productos distintos<sup>10</sup>. A modo de comparación, la propuesta normativa por la que se convocaría la tercera subasta del Régimen Económico de Energías Renovables (REER)<sup>11</sup> considera solo 2 productos (si bien contempla una serie de reservas para determinadas tipologías de instalaciones).

---

<sup>9</sup> El artículo 22 del Real Decreto 413/2014 trata de la 'Estimación del precio de mercado y ajuste por desviaciones en el precio del mercado'.

<sup>10</sup> Uno por Instalación Tipo de Referencia (ITR), incluyendo: 4 ITR para nuevas instalaciones a.1.1 (distinguiendo por rango de potencia), 4 ITR para modificaciones de instalaciones a.1.1 (distinguiendo por rango de potencia), 4 ITR para modificaciones de instalaciones a.1.2 que se transformen en a.1.1 (distinguiendo por rango de potencia) y 1 ITR para nuevas cogeneraciones b.6 y b.8 (sin distinguir por rango de potencia).

<sup>11</sup> Propuesta de resolución, de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoca la tercera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, informada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC el 20 de enero de 2022 (expediente SUB/DE/001/22).

El REER fue introducido por el artículo 14.7 bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se basa en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía producida, y es de aplicación a fuentes de energía renovables, pero no a la cogeneración a partir de combustibles fósiles.

78. Adicionalmente se ha de considerar que la potencia a subastar (1.200 MW) se subdividirá en varias subastas a lo largo de tres años, lo que generará que el volumen mínimo por subasta según el calendario indicativo incluido en el artículo 24 de la propuesta de orden sea 351 MW el año 2022, 442 MW el 2023 y 407 MW en el 2024. Como referencia, en 2022 *cabrían* solo 14 plantas de 25 MW cada una.
79. 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 podría desincentivar la participación y, en última instancia, reducir la presión competitiva, al disminuir el número potenciales ofertantes por cada producto.
80. De acuerdo con lo anterior, se recomienda considerar la unificación en un solo producto (o ITR) de algunas de las ITRs del subgrupo a.1.1, por ejemplo, las referidas a los rangos de potencia instalada mayor o igual a 1 MW y menor de 25 MW, para las cuales se estiman valores de retribución a la inversión próximos entre sí.

### **Undécimo. Sobre el efecto combinado de la fragmentación de la potencia y los tramos indivisibles en una casación marginal**

81. La fragmentación de la potencia a subastar entre varios productos y convocatorias podría resultar en cupos reducidos para algunas ITRs, en relación con la potencia unitaria de las plantas que se ofertan. Además, el artículo 18 de la propuesta establece que solo se pueden ofertar tramos indivisibles, estando cada tramo vinculado a una única instalación y que *«Cuando un tramo no pueda ser adjudicado por toda su potencia, no podrá ser adjudicado parcialmente y quedará excluido de la casación.»*
82. En ese caso, es posible que numerosas plantas representadas por sus tramos indivisibles en la parte final de la curva de oferta agregada sean excluidas de la casación por el simple hecho de que no quepan en el hueco restante de producto a subastar. Dado que la curva de oferta agregada se construye de mayor a menor porcentaje de reducción del valor estándar de inversión inicial de la ITR correspondiente, esto dará lugar a que el último tramo seleccionado tenga una retribución a la inversión superior a los anteriormente eliminados por razón de tamaño.
83. Dado que la subasta es marginalista, esta última planta fijará el precio para todos los adjudicatarios de ese producto, y por lo tanto elevará el precio no solo para ella, sino para toda la potencia adjudicada de ese producto. Como resultado, se

podría dar la paradoja de que, adjudicando menos potencia, el coste total de la subasta sea mayor, al haber aumentado el precio unitario de la potencia adjudicada.

84. Para minimizar la posibilidad de que se dé este efecto y aumentar la probabilidad de la inclusión del último tramo indivisible, se sugiere aumentar la potencia total a subastar, y establecer porcentajes mínimos de exceso del cupo de cada producto en relación con los tamaños de planta más habituales de las incluidas en la ITR correspondiente a ese producto.

### **Duodécimo. Sobre la potencia no adjudicada**

85. Otro efecto de la fragmentación de la potencia a subastar entre varias convocatorias y productos surge es que, de no existir tramos indivisibles suficientemente pequeños para completar la parte final del cupo de un determinado producto a subastar, parte de la potencia quedaría sin adjudicar. El artículo 24 de la propuesta de orden establece que la potencia no adjudicada de las convocatorias de 2022 y 2023 se acumularía para las siguientes convocatorias. Sin embargo, no establece lo mismo en el caso de que quedase potencia no adjudicada en la convocatoria de 2024, por lo que esta se perdería.
86. Dado que el calendario indicativo incluido en el citado artículo 24 proporciona volúmenes *mínimos* de potencia a incluir en cada convocatoria anual, se sugiere concretar en la propuesta que, si quedara potencia sin adjudicar en 2024, se celebraría una convocatoria adicional hasta al menos agotar la potencia total prevista en el apartado Tercero.1 del proyecto de real decreto.

### **Decimotercero. Sobre la imposibilidad de ofertar tramos divisibles**

87. Como se ha expuesto, la propuesta de orden establece en su artículo 18 que las ofertas presentadas solo constarán de tramos de oferta indivisibles, y cada tramo estará vinculado a una única instalación. Esto contrasta con lo establecido en las subastas del REER, que permiten tanto tramos divisibles como indivisibles, y genera una asimetría que, al combinarse con otras de las características de la subasta, puede dar lugar a efectos negativos tratados en algunas de las consideraciones anteriores.
88. De acuerdo con lo anterior, se recomienda que también se permita la oferta de tramos divisibles.

## **Decimocuarto. Sobre la potencia a subastar**

89. La potencia a subastar de 1.200 MW, si bien es coherente con lo establecido en la medida 2.16 del PNIEC<sup>12</sup>, es inferior a la potencia de las cogeneraciones que terminarán su vida útil regulatoria hasta el año 2024.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

90. Parte de las instalaciones que concluyan su vida útil regulatoria y no resulten adjudicatarias en la subasta de alguno de los productos orientados a la modificación o conversión de instalaciones podrían cesar su producción (por ejemplo, sustituyendo la cogeneración por una caldera sin aprovechamiento eléctrico, en el supuesto de que el consumidor asociado prosiga su actividad). Esta situación llevaría a perder tanto la correspondiente producción de energía eléctrica como su aportación de potencia firme y síncrona al sistema (en una década en la que se prevé la integración de grandes contingentes de generación renovable en su mayor parte asíncrona), así como su contribución para alcanzar los objetivos de eficiencia energética.

## **Decimoquinto. Sobre la garantía de 20 €/kW para la participación en la subasta**

91. De acuerdo con lo establecido en el artículo 16 de la propuesta, para participar en la subasta los agentes interesados deberán presentar garantía de 20 €/kW por la potencia que pretendan ofertar. A modo de referencia, en las subastas del REER se establecieron garantías para la participación en la subasta de 60 €/kW.
92. Existen razones para justificar este importe inferior, debido a que la cogeneración precisa de un proceso asociado que consuma su calor útil, lo que condiciona su tamaño máximo para una eficiencia dada y reduce el riesgo de incurrir en comportamientos especulativos a la hora de definir la cantidad de producto a ofertar por cada participante. Por ello, se recomienda justificar brevemente la elección de este importe de garantía en la MAIN que acompaña la propuesta.

---

<sup>12</sup> Medida 2.16. del PNIEC ('Otras medidas para promover la eficiencia energética: la transición en la cogeneración de alta eficiencia'), en donde se establece que se "impulsa[rá] la cogeneración de alta eficiencia de un total de 1.200 MW".

## **Decimosexto. Sobre la cancelación de la garantía para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico**

93. El artículo 23 de la propuesta establece que, en caso de desistimiento en la construcción de la planta, se podrá ejecutar la garantía depositada, cuyo objeto es la inscripción de la instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. Únicamente se exceptiona esta cancelación si el desistimiento en la construcción viene dado por la imposibilidad de obtener el permiso de acceso y de conexión, cuando esta imposibilidad no fuera ni directa ni indirectamente imputable al interesado, y siempre que haya demostrado la diligencia necesaria para su obtención.
94. Se sugiere que la excepción a esta cancelación se extienda a otras causas que impidan la construcción del proyecto y no sean directa ni indirectamente imputables al interesado; al menos y en particular, a la no obtención de los permisos medioambientales.

## **Decimoséptimo. Sobre la acumulación de penalizaciones**

95. La propuesta, en su artículo 8 ('Fomento del autoconsumo de las instalaciones de cogeneración'), establece que, si el autoconsumo en cómputo semestral no alcanza el nivel mínimo exigido, la energía eléctrica con derecho a percibir retribución a la operación (ERo) será la energía eléctrica corregida para el cumplimiento del nivel mínimo de autoconsumo, con una penalización del 5%.
96. Por otra parte, el artículo 9 ('Requerimientos técnicos para avanzar hacia la transición ecológica') establece que, en el caso de incumplirse los umbrales de ahorro de energía primaria porcentual establecidos, también existirá una penalización, reduciéndose la energía eléctrica con derecho a percibir la retribución a la operación.
97. La propuesta, sin embargo, no llega a definir los efectos que tendría el incumplimiento simultáneo de ambos requerimientos, por lo que se sugiere que se contemple expresamente esta circunstancia y se unifique la terminología empleada. (Ello evidentemente solo en el caso de que no se haya eliminado la penalización por no alcanzar el nivel mínimo de autoconsumo como se sugirió en una consideración anterior).

## **Decimoctavo. Acreditación para la certificación de la eficiencia**

98. La propuesta promueve unos requisitos de eficiencia energética elevados (que denomina "*cogeneración de muy alta eficiencia*"), estableciendo para las cogeneraciones a gas del subgrupo a.1.1 un ahorro de energía primaria (AEP)

mínimo del 5% para potencias instaladas inferiores a 1 MW, y del 15 % para potencias iguales o superiores a 1 MW. El valor del AEP se calculará conforme a lo establecido en el anexo III. c) del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, y deberá acreditarse ante el organismo encargado de las liquidaciones, quien de no alcanzarse los umbrales de eficiencia establecidos, ajustará la retribución específica atendiendo únicamente a la electricidad producida que, junto con el calor útil considerado, alcance el AEP mínimo exigible a la *muy alta eficiencia*.

99. La CNMC, que realiza ex art. 29 del Real Decreto 413/2014 la liquidación y pago de la retribución específica, debe comprobar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa de aplicación; en el caso de las instalaciones de cogeneración (tanto actuales como adjudicatarias de las subastas a convocar al amparo de la propuesta), la acreditación del cumplimiento de unos niveles mínimos de eficiencia energética. Para ello, la CNMC revisa los certificados emitidos por los Organismos de Control (entidades reconocidas por la Administración e independientes de la instalación), que certifiquen la eficiencia alcanzada. En esta verificación se encuentran un alto número de certificados incompletos, con cálculos no justificados o interpretaciones normativas incorrectas, que derivan en algunos casos en una minoración del importe de las liquidaciones practicadas, así como en un posterior proceso de inspección.
100. En este contexto, y con el fin de garantizar que estos Organismos de Control disponen de la competencia técnica necesaria y realizan sus tareas con el debido rigor, conjuntamente con la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) se elaboró un esquema voluntario de acreditación RDE-23 (Rev. 1, julio 2019) "*Criterios y proceso de acreditación específico para la inspección de las condiciones de eficiencia energética de plantas de cogeneración*", basado en la norma UNE EN-ISO/IEC 17020<sup>13</sup>, y en cumplimiento de los requisitos establecidos en materia de cálculo del AEP en la normativa de aplicación, entre otra: la Directiva 2012/27/UE<sup>14</sup>; el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, que la transpone; el citado Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo; la Resolución de 14 de mayo de 2008 por la que se aprueba la llamada *guía del calor útil* (en adelante, 'la Guía

---

<sup>13</sup> "Evaluación de la conformidad. Requisitos para el funcionamiento de diferentes tipos de organismos que realizan la inspección".

<sup>14</sup> Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética.

Técnica del IDAE')<sup>15</sup>; el repetido Real Decreto 413/2014 y la Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la CNMC<sup>16</sup>.

101. Con este esquema de acreditación, la CNMC ha querido dotarse de las máximas garantías, asegurando que los certificados emitidos por los organismos acreditados reflejen con precisión, fiabilidad, independencia y competencia técnica la eficiencia energética de las cogeneraciones. En particular, se proporciona un sistema de vigilancia y control adicional por parte de ENAC, que facilita una mayor armonización en los certificados emitidos, con una estructura y contenido mínimo de los informes de evaluación de la conformidad, y se vela por la aplicación en todo momento de la Guía Técnica del IDAE.
102. Los procesos de acreditación pueden ser obligatorios o voluntarios, según los requisitos técnicos evaluados sean establecidos reglamentariamente, o bien estén detallados en normas, especificaciones u otros documentos de adhesión voluntaria. El esquema descrito es voluntario; ahora bien, vista la importancia del adecuado cálculo y verificación de la condiciones de eficiencia energética en el actual marco de transición ecológica, que condiciona a la consecución de una *muy alta eficiencia* la percepción del régimen retributivo específico, la CNMC considera necesario incorporar este esquema de acreditación a la regulación, por lo que se propone incluir una disposición adicional que así lo establezca, junto con el correspondiente periodo de adaptación para llevar a cabo el proceso previsto por ENAC para la acreditación de los organismos que realizan la certificación de la eficiencia energética que así lo soliciten.
103. Por las mismas razones se recomienda actualizar la Guía Técnica del IDAE, para incorporar mejoras en su interpretación y aplicación, así como los cambios derivados de la evolución técnica y normativa experimentada por las cogeneraciones en los ya casi 14 años transcurridos desde su aprobación.

## **Decimonoveno. Sobre las referencias normativas**

104. En el formato de declaración responsable incluido en el Anexo II de la propuesta de orden se incluye la referencia de que esta es relativa al cumplimiento de las

---

<sup>15</sup> Resolución de 14 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba la Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. La guía fue elaborada por el Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE).

<sup>16</sup> Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección de medio ambiente y energía 2014-2020.

105. Se recomienda que la propuesta no haga referencia a las Directrices de ayudas estatales 2014-2020 si no a las recientemente aprobadas Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022<sup>17</sup>, así como que se realice un ajuste de las referencias recogidas en aquella al fondo de estas nuevas orientaciones.

#### **IV. CONCLUSIONES**

106. 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 las convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración, permite sustituir las instalaciones de combustión más contaminantes y promueve la construcción de instalaciones más eficientes y con menor impacto medioambiental, al mismo 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. Ello con requisitos medioambientales cada vez más 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.
107. Sin embargo, se señala que la obligatoriedad de acogerse a una modalidad de autoconsumo podría llevar a diseños ineficientes, generar tratamientos asimétricos a distintas industrias y conseguir efectos contrarios a los buscados, al desincentivar la participación en la subasta (influyendo en su nivel de competencia y precios) de precisamente las configuraciones con un mayor autoconsumo *per se*.
108. Por otra parte, se señala que el diseño de la subasta, combinado con la gran cantidad de productos definidos (13) da lugar a cupos de oferta por producto reducidos que, combinados con la indivisibilidad de tramos, pueden desincentivar la participación en la subasta, causar que parte de la potencia quede sin adjudicar y elevar los precios marginales resultantes de la misma.

---

<sup>17</sup> Comunicación de la Comisión - Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022 («DOUE» núm. 80, de 18 de febrero de 2022)

109. Adicionalmente, se señala que tal y como está diseñada la propuesta, algunos productos, como las modificaciones de instalaciones existentes del subgrupo a.1.2 (cogeneraciones a partir de derivados de petróleo y carbón) que conlleven su transformación a instalaciones del subgrupo a.1.1 (gas natural) podrían no encontrar incentivos suficientes para su transformación, pese a que son las conversiones que mayor mejora medioambiental producirían.
110. Adicionalmente, se señalan una serie de consideraciones en el informe que podrían mejorar el enfoque de la propuesta.

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

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Generalitat de Catalunya
- Gobierno del Principado de Asturias
- Junta de Andalucía
- Ministerio de Consumo
- Xunta de Galicia

Asociaciones:

- ACOGEN (Asociación Española Cogeneración)
- AELEC (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica)
- 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)
- GREENPEACE
- HISPACOOOP-CCU (Confederación de Cooperativas de Consumidores y Usuarios)

Empresas:

- CONOSOL
- ENDESA
- FINSA
- IGNIS ENERGÍA, S.L.
- GLOBAL EFFICIENCY ARANGUREN
- SC HIDROENERGÍA IBERICA
- SOLVAY QUÍMICA

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

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**