

APORTACIONES DE IIDMA A LA REVISIÓN DEL  
PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y  
CLIMA (PNIEC) 2023-2030



Septiembre 2023

## APORTACIONES DE IIDMA A LA REVISIÓN DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC) 2023-2030

En el año 2020 España publicó su primer Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el periodo 2021-2030, recogiendo los compromisos de España en materia de clima y energía, siendo el primer gran ejercicio de planificación estratégica integral en energía y clima de nuestro país.

El Reglamento de Gobernanza de la UE<sup>1</sup> exige que, a más tardar, el 30 de junio de 2023, los Estados miembro presenten ante la Comisión Europea (CE) un proyecto de actualización de sus PNIEC 2021-2030<sup>2</sup>. Este proceso de actualización de los PNIEC sin duda ha estado marcado por el aumento de la ambición climática a nivel europeo, incluida en la Ley europea del clima de 2021 que impulsó el paquete “Fit for 55” y que a consecuencia de la guerra en Ucrania fue objeto de modificaciones a través de “RePower EU”.

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Gobernanza y el Convenio de Aarhus, los Estados miembro deben garantizar la participación del público en el proceso de revisión del PNIEC. Así, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) abrió una consulta pública sobre el borrador del PNIEC actualizado 2023-2030, la cual tuvo lugar desde el 28 de junio hasta el 4 de septiembre de 2023.

En el marco de dicha consulta pública, el Instituto Internacional de Derecho y Medio Ambiente (IIDMA)<sup>3</sup>, viene a formular las siguientes

### APORTACIONES

#### 1. Sobre la obligación de someter el PNIEC revisado y actualizado a un procedimiento de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)

El borrador de actualización del PNIEC 2023-2030 define un conjunto de objetivos y medidas entorno a las cinco dimensiones previstas en el Reglamento de Gobernanza que, como es bien sabido, no solo tienen efectos significativos sobre la economía y el conjunto de la sociedad, sino también sobre el medio ambiente. El PNIEC 2021-2030 vigente, aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021<sup>4</sup> fue debidamente sometido a una EAE ordinaria,

<sup>1</sup> Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima (DO L 328, de 21.12.2018).

<sup>2</sup> Art. 14.1, Reglamento de Gobernanza.

<sup>3</sup> IIDMA es una organización independiente, fundada en diciembre de 1996 con el objetivo de contribuir al desarrollo sostenible y a la protección del planeta, a través del análisis, la aplicación y ejecución del Derecho en todas sus vertientes. Se trata de la única organización de estas características existente en España, habiendo sido pionera en el abordaje de la sostenibilidad. Está especializada en la lucha contra el cambio climático, la transición energética, gobernanza y sostenibilidad, recursos hídricos, biodiversidad y el medio marino, entre otras cuestiones. [www.iidma.org](http://www.iidma.org)

<sup>4</sup> BOE Núm.77, de 31.03.2021

de conformidad con la Ley 21/2013, de 9 de diciembre de evaluación ambiental<sup>5</sup> y la Directiva 2001/42/CE relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente<sup>6</sup>.

El sometimiento del PNIEC a una EAE ordinaria se justifica por tratarse de un plan susceptible de tener efectos significativos en el medio ambiente y además encajar en los requisitos previstos en el art.6.1 de la citada Ley, “planes (...) que establezcan el marco de la futura autorización de proyectos sometidos a evaluación de impacto ambiente relativos a sectores concretos, y requieran de una evaluación por afectar a espacios de la Red Natura 2000”.

No obstante, no hay que olvidar que tanto **la Ley 21/2013<sup>7</sup> como la Directiva 2001/42/CE<sup>8</sup> exigen que se lleve a cabo una EAE no solo de los planes que cumplan los criterios previstos, sino también de sus modificaciones.** Del mismo modo, la normativa prevé para dicho tipo de planes que estos sean objeto de una EAE simplificada cuando se realicen “modificaciones menores” entendidas como los “cambios en las características de los planes o programas ya adoptados o aprobados que no constituyen variaciones fundamentales de las estrategias, directrices y propuestas o de su cronología pero que producen diferencias en los efectos previstos o en la zona de influencia”<sup>9</sup>.

En este caso, **el nuevo borrador del PNIEC actualizado incluye numerosas modificaciones concretando y ampliando las 78 medidas inicialmente previstas en el PNIEC en vigor a un total de 107 que afectan a las 5 dimensiones.** Por tanto, en vista de las novedades introducidas y el alcance de estas, **consideramos que en muchos casos se trata de modificaciones no menores que exigen el sometimiento del PNIEC actualizado a EAE ordinaria.**

En caso de que no se someta el plan a EAE ordinaria, nos encontraríamos ante un plan contrario a Derecho y susceptible de ser impugnado, que además no satisface las garantías de protección ambiental y de seguridad jurídica que persigue el mecanismo de la evaluación ambiental de planes, programas y proyectos. Por tanto, es fundamental que el PNIEC actualizado, y sus modificaciones, se sometan al correspondiente procedimiento de EAE en los términos exigidos en la Ley 21/2013 el cual deberá, asimismo, habilitar los canales de participación pública exigidos.

**Cabe señalar que el presente proceso de consulta pública debía haberse realizado directamente como parte integrante del proceso de EAE, y no con carácter previo y aislado al mismo, al fin de evitar duplicidades y dilaciones en los procedimientos administrativos.**

---

<sup>5</sup> BOE Núm. 296, de 11.12.2013.

<sup>6</sup> DO L 197, 21.07.2001.

<sup>7</sup> Art. 6.1; primer párrafo.

<sup>8</sup> Art. 2, epígrafe A.

<sup>9</sup> Arts. 5.2.f) y 6.2.a, Ley 21/2013.

## 2. Sobre la falta de transparencia en cuanto al informe de situación del Estado español

De acuerdo con el Reglamento de Gobernanza, **todos los Estados miembro debían haber enviado a la Comisión Europea, a más tardar en marzo de 2023, un informe de situación que explicase el estado de aplicación de sus PNIEC 2021-2030.** Todos los informes de situación recibidos se publicaron en la página web de la Comisión Europea. No obstante, en ese momento **no se pudo acceder al informe de situación de España dado que se decidió restringir el acceso del público al mismo.** Este informe, de acuerdo con la Ley 27/2006 de 18 de julio por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en asuntos ambientales<sup>10</sup> así como al artículo 17.7 del Reglamento de Gobernanza **es considerado información ambiental y por tanto, debe ser puesto a disposición del público.**

No obstante, el Gobierno de España no tuvo en cuenta esta obligación, desvirtuando así el proceso de participación pública al que está sometiendo actualmente el borrador de actualización del PNIEC 2023-2030. **Conocer esta información de antemano y, por tanto, el estado de aplicación de las medidas del PNIEC actualmente en vigor en las cinco dimensiones de la Unión de la Energía era imprescindible para garantizar un proceso de participación pública efectivo.**

## 3. Sobre la presencia del gas en los escenarios proyectados 2023-2030

En relación con el parque de generación eléctrica previsto para 2030 en el borrador de la actualización del PNIEC 2023-2030, **no se ha modificado la potencia instalada de las centrales de ciclo combinado con respecto a la prevista en la versión actualmente vigente del plan (26,6 GW)** - la mayoría de las cuales, a día de hoy, llevan operando desde hace más de dos años sin haber actualizado sus autorizaciones ambientales integradas, lo cual es contrario a la normativa en vigor<sup>11</sup>.

Teniendo en cuenta el aumento previsto para 2030 de la electricidad generada con fuentes renovables (del 74% al 81%), de la capacidad de autoconsumo (de 14 a 19 GWh) y del almacenamiento energético (de 20 a 22 GW)<sup>12</sup>, además de ulteriores avances esperados en la generación distribuida, las interconexiones eléctricas y la gestión de la demanda, entre otros, **es necesario reflejar en los escenarios del parque de generación de energía eléctrica un descenso progresivo de la capacidad instalada de centrales de ciclo combinado entre los años 2023 y 2030.**

<sup>10</sup> BOE Núm. 171, 19.07.2006.

<sup>11</sup> Decisión de Ejecución 2021/2326 de la Comisión de 30 de noviembre por la que se establecen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) conforme a la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo para las grandes instalaciones de combustión (DO L núm. 469, 30.12.2021).

<sup>12</sup> Tabla A.17, Anexo A, borrador de actualización del PNIEC 2023-2030.

En cuanto a la generación eléctrica bruta prevista<sup>13</sup>, aunque la participación del gas fósil en el *mix* energético se haya reducido con respecto a la versión actualmente vigente del plan, la generación eléctrica a partir de gas fósil entre los años 2025 y 2030, tiene una tendencia al alza, pasando de 13.778 GWh en 2025 a 17.601 GWh en 2030. **Teniendo en cuenta que el balance eléctrico previsto para 2030<sup>14</sup> refleja un saldo neto claramente exportador, alcanzando los 51 TWh, es evidente que el sistema eléctrico español no necesita sus centrales de ciclo combinado, por lo que no es necesario continuar produciendo energía eléctrica a partir de este combustible.**

**Es necesario desvincular nuestra dependencia energética del gas, teniendo en cuenta que las centrales de ciclo combinado son una importante fuente de contaminación y contribución al cambio climático** y que, como se ha podido observar a lo largo del último año, fruto de la actual coyuntura energética, **existen problemas económicos y de seguridad energética asociados a la utilización de este combustible fósil**. Para poder lograrlo, apostando también por un fortalecimiento de los procesos de transición justa, **debe quedar reflejado en la actualización del PNIEC que se va a producir un cierre progresivo de centrales de ciclo combinado que permita llegar al año 2035 sin la presencia de gas fósil en nuestro *mix* energético**, en línea con numerosos estudios que demuestran que es posible el abandono del gas dentro del sistema eléctrico en toda Europa para 2035<sup>15</sup>

#### 4. Sobre la integración del mercado gasista

El borrador de actualización del PNIEC 2023-2030 afirma que la puesta en marcha de la planta de regasificación de El Musel (Gijón) servirá para la realización de servicios logísticos que contribuirán a la solidaridad energética europea a la vez que otorgará flexibilidad adicional al sistema gasista español.

Al respecto, y en el marco del proceso para la extensión del acta de puesta en servicio de El Musel, el 9 de junio se publicó en el BOE la Orden TED/578/2023, de 7 de junio, por la que se establecen las condiciones técnicas para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado en la planta de regasificación del puerto de El Musel<sup>16</sup>. En esta Orden se afirma que la utilización de las instalaciones de regasificación de El Musel queda como uso secundario (únicamente se prevé la regasificación estrictamente necesaria para la gestión eficiente del gas de *boil-off*, que permita evitar los venteos o quemados en antorcha), siendo la actividad principal de la planta la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado (GNL), que comprenden la descarga y carga de buques, además de la capacidad de almacenamiento.

Al no estar previsto para El Musel el acceso al sistema gasista español para el suministro de la demanda nacional, se deduce que gran parte del GNL que se descargará y que se irá

<sup>13</sup> Tabla A. 18, Anexo A, borrador de actualización del PNIEC 2023-2030.

<sup>14</sup> Tabla A. 19, Anexo A, borrador de actualización del PNIEC 2023-2030.

<sup>15</sup> **Ember, New Generation, 2022; Beyond Fossil Fuels, Freedom from Fossil Fuels, 2023; CAN-Europe, Building a Paris Agreement Compatible Scenario, 2020**

<sup>16</sup> BOE núm. 137, 09.06.2023.



almacenando en la planta tendrá como destino prioritario final los otros países europeos para contribuir a la seguridad de suministro de la UE.

Sin embargo, se ha visto que, ante los recortes de suministro de gas ruso a raíz de la guerra en Ucrania, muchos estados miembros de la UE han puesto en marcha rápidamente planes para compensar estos recortes con GNL de otros países, utilizando nuevas unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (buques FSRU) y, en algunos países, también aumentando la capacidad de las plantas de regasificación ya existentes. **Por tanto, la aportación de GNL con buques cargados en plantas regasificadoras españolas está siendo prácticamente nula, por lo que, en la actualidad, la puesta en marcha de El Musel para realizar la descarga y carga de buques metaneros para envíos de GNL a otros países europeos no es necesaria.**

Adicionalmente, según un análisis realizado el pasado mes de marzo por el Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA), **en 2030 existirá un gran desajuste entre la demanda de GNL prevista en Europa y su capacidad de regasificación**, con entre 200 y 250 bcm de capacidad no utilizada, debido a la gran caída en la demanda de gas natural en los países de la UE tras la implementación del plan REPowerEU. Según IEEFA, España será el país europeo con mayor riesgo de tener sus terminales de GNL sin utilizar en 2030, en concreto unos 50 bcm, **lo que hace aún más evidente la innecesidad de El Musel como terminal de GNL.**

Asimismo, **la planta de El Musel tampoco resulta necesaria como almacén invernal de gas natural para cumplir con los objetivos de llenado establecidos por el Reglamento (UE) 2017/1938<sup>17</sup>, ya que España ha demostrado tener capacidad de almacenamiento más que suficiente para ello, alcanzando en 2022 valores de llenado muy por encima de los exigidos por la normativa europea.**

#### **5. Sobre el desarrollo de energías renovables en los escenarios proyectados 2023-2030**

**Consideramos muy positivo el desarrollo al alza de las energías renovables tanto en los escenarios de consumo de energía final como en los que muestran la evolución de este tipo de energías en el sector eléctrico.** No obstante, en cuanto al uso de energías renovables, si bien el Anexo A establece, por sectores, el porcentaje de renovables sobre el uso final de energía; **es necesario especificar las tecnologías que se utilizarán para producir esa energía renovable.**

#### **6. Sobre el desarrollo de instalaciones de energías renovables innovadoras**

El mecanismo de actuación previsto en el borrador de la actualización del PNIEC 2023-2030 para el sector eólico marino prevé la implementación de la "Hoja de ruta para el desarrollo de la eólica marina y las energías marinas en España" aprobada en diciembre de 2021, entre cuyos objetivos se encuentra el desarrollo de un marco regulatorio adecuado para el despliegue en España de esta tecnología, y en particular de la eólica flotante.

---

<sup>17</sup> DO L 280, 28.10.2017.

Sin embargo, cabe señalar que **el gran retraso en el desarrollo del marco regulatorio para la autorización de proyectos de eólica marina en España arroja serias dudas sobre la posibilidad de alcanzar el objetivo de 3 GW de potencia eólica marina para 2030 reflejado en el texto, que se corresponde con el límite superior del rango marcado en la hoja de ruta (entre 1 y 3 GW).**

**Urge, por tanto, acelerar el proceso de desarrollo del marco regulatorio** para iniciar cuanto antes la implantación progresiva y ordenada de esta tecnología, compatible con los diferentes usos del espacio marítimo y la protección del patrimonio natural marítimo y costero.

#### **7. Sobre el desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida**

Resulta positivo que el borrador del PNIEC actualizado haya abordado la necesidad de impulsar el autoconsumo como motor para alcanzar los objetivos de descarbonización de España, habiendo establecido un objetivo específico de despliegue de autoconsumo, que se sitúa en los 19 GW instalados para 2030. No obstante, **es necesario reforzar dicho objetivo de instalación aún más, desglosando los 19 GW entre autoconsumo individual y autoconsumo colectivo. Lo ideal sería incorporar un objetivo cuantitativo de instalación de nueva capacidad o de generación eléctrica para las Comunidades Energéticas.**

#### **8. Sobre la revisión y simplificación de procedimientos administrativos para autorizar proyectos de energías renovables**

**IIDMA propone la creación de Oficinas de Ubicación de Energías Renovables, tanto a nivel estatal como autonómico**, para mejorar y agilizar el proceso de localización ambientalmente responsable de los nuevos proyectos de energía renovables, canalizando la fase de participación pública y garantizando una mayor participación de los actores locales, lo que permitiría una elección final de la ubicación del proyecto más participativa. Estas oficinas también servirían para reforzar la colaboración y coordinación entre las autoridades autonómicas entre sí y entre las autonómicas y las estatales.

Además, **dada la falta de recursos de las administraciones, tanto a nivel estatal como autonómico, que se traduce en retrasos en los trámites para la obtención de permisos y puesta en marcha de proyectos de energías renovables, es necesario dotarlas de mayores recursos para que tengan suficiente capacidad de respuesta.**

**Con respecto a la integración de las renovables en el territorio, se deberían crear programas y medidas específicas para fomentar el desarrollo de proyectos renovables en áreas que ya han sufrido un impacto ambiental derivado del ejercicio de una actividad previa:** suelos contaminados o potencialmente contaminados, vertederos clausurados o antiguas explotaciones mineras, entre otros. En estos casos el impacto ambiental producido en la zona es mínimo y las posibilidades de generar malestar en la población local son escasas.

## 9. Sobre los programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa

El borrador del PNIEC actualizado prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 214 GW, un 34% superior (53 GW) a la previsión contenida en el PNIEC vigente en la actualidad (161 GW). Con respecto a las proyecciones en el uso energético de la biomasa, el plan actualizado no prevé modificaciones sustanciales. Partiendo de los 609 MW de biomasa instalada en España en 2020, para 2025 prevé que se instalen 1.009 MW – frente a los 815MW previstos en el plan vigente para ese año – con el objetivo de llegar a alcanzar 1.409 MW en 2030 (1 MW adicional respecto de las cifras del PNIEC vigente).

Al igual que el PNIEC vigente, el texto del plan actualizado prevé que el mayor desarrollo para la generación de calor y electricidad a partir de biomasa se produzca con biomasa de origen forestal o agrícola. No obstante, **el nuevo borrador omite incluir información relevante sobre el origen, tipología, potencial disponible y cantidades requeridas del recurso biomásico a emplear.** En primer lugar, el plan actualizado no incluye datos sobre la cantidad de recursos forestales y agrícolas que se estiman necesarios para satisfacer la demanda eléctrica y térmica prevista, a diferencia del plan vigente que prevé “1.600 ktep/a adicionales para el incremento de generación eléctrica y 411 ktep/a adicionales para usos térmicos”. Además, el plan actualizado no aporta datos sobre el potencial disponible de recursos de biomasa en España.

Como ya alertó IIDMA en el proceso de consulta pública del PNIEC 2021-2030 y en la consulta pública previa del PNIEC actualizado de septiembre de 2022, si bien el plan vigente afirma que España cuenta con recursos de biomasa suficientes, este se apoyaba en datos desactualizados sobre el potencial disponible de recursos de biomasa previstos en el anterior Plan de Energías Renovables (PER 2011-2020), aprobado en 2011. No obstante, **el borrador actualizado ni siquiera refleja información sobre la disponibilidad del recurso, lo que hace pensar que el MITECO no cuenta con datos en materia forestal que reflejen con claridad el potencial del recurso en el conjunto del territorio español.**

**Un conocimiento fiable del origen y disponibilidad de la biomasa que se prevé emplear para la producción de energía es fundamental para poder garantizar un uso sostenible y resiliente de los recursos forestales.** Por ello, es fundamental que el PNIEC actualizado base sus proyecciones de desarrollo energético de la biomasa a partir de datos actualizados que representen con exactitud el potencial disponible del recurso (forestal y agrícola) existente en España y la cantidad que se prevé emplear de cada tipo de biomasa para satisfacer los 1.409 MW de potencia que se prevé instalar en 2030.

**Esta ausencia de información reportada en el PNIEC es, además, contraria a las exigencias de reporte de información sobre biomasa previstas en el Anexo I del Reglamento de Gobernanza,** ya que este exige reportar acerca de los siguientes aspectos:

- Epígrafe IV: Trayectorias estimadas sobre la demanda de bioenergía, desagregada entre calor, electricidad y transporte, y sobre la oferta de biomasa por materia prima y origen (distinguiendo entre producción interna e importaciones). En cuanto a la biomasa



forestal, una evaluación de su fuente y su impacto en el sector de uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura (UTCUTS)<sup>18</sup>.

- Epígrafe VII: En su caso, medidas específicas sobre el fomento de la utilización de la energía procedente de la biomasa, especialmente por lo que respecta a la movilización de nueva biomasa, habida cuenta de:
  - la disponibilidad de biomasa, incluida la biomasa sostenible: tanto el potencial interno como las importaciones de terceros países
  - otros usos de la biomasa por otros sectores (agrario y forestal); así como medidas para la sostenibilidad de la producción y la utilización de la biomasa<sup>19</sup>.

Respecto del requisito de información previsto en el epígrafe IV, el borrador del PNIEC actualizado sigue sin incluir información sobre el abastecimiento sostenible de la biomasa atendiendo a la oferta existente por materia prima y origen, ni tampoco incluye una evaluación de la fuente (nacional/autonómica o de importación) del recurso. Como se ha señalado antes, el texto ni siquiera incluye datos sobre la disponibilidad de la biomasa a nivel nacional, lo que dificulta la transparencia y fiabilidad de los datos. Además, tampoco contiene información relativa a la evaluación de la fuente de la biomasa forestal y su impacto en el sumidero UTCUTS.

Estas deficiencias en el reporte de información ya fueron puestas de manifiesto por la CE al Gobierno de España en su Informe Final de Evaluación del PNIEC 2021-2030 español<sup>20</sup> de octubre de 2020, señalando que “(...), even if measures to further exploit waste and residues are mentioned, the sustainable supply of biomass, by feedstocks and origin, and its impact on the LULUCF sink is not properly assessed”.

Respecto del requisito de información previsto en el epígrafe VII, si bien el borrador del PNIEC actualizado incluye – de manera escueta – algunas medidas para fomentar la utilización de la energía procedente de la biomasa y su producción sostenible, no se puede comprender como dichas medidas han sido elaboradas teniendo en cuenta “la disponibilidad de biomasa, incluida la biomasa sostenible”, como exige el citado Reglamento, ya que en ningún momento a lo largo del plan se ofrecen datos sobre la disponibilidad del recurso y sus usos por sector (agrícola/forestal), ni tampoco sobre la cantidad de biomasa cuantificada como sostenible.

**Por tanto, en vista de las deficiencias en el reporte de información sobre el uso energético de la biomasa, y su carácter sostenible, y habida cuenta de la importancia de acreditar esta información de cara al cumplimiento de los criterios de sostenibilidad de la biomasa previstos en la Directiva (UE) 2018/2001 de energías renovables y sus revisiones, se solicita que el texto del PNIEC actualizado incluya información contrastada y detallada sobre los aspectos requeridos de conformidad con el Reglamento de Gobernanza.**

<sup>18</sup> Apartado 2.1, epígrafe 2.2.2, Reglamento de Gobernanza.

<sup>19</sup> Apartado 3.1, epígrafe 3.1.2, Reglamento de Gobernanza.

<sup>20</sup> Commission Staff working document. Assessment of the final national energy and climate plan of Spain (SWD (2020) 908 final)

## 10. Sobre la promoción de energías procedentes de biomasa con criterios de sostenibilidad

Para concretar con mayor claridad las implicaciones jurídicas de la producción sostenible de la biomasa, – como ya se ha reiterado en consultas públicas anteriores – **es necesario que se incluya en este apartado una referencia expresa al cumplimiento de los criterios de sostenibilidad de la biomasa** previstos en la Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables<sup>21</sup>, y la normativa que resulte del actual proceso de revisión de esta, así como en el 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 combustible de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables<sup>22</sup>.

Para impulsar dicho mecanismo, el borrador de PNIEC actualizado prevé el fomento de la certificación y el principio de proximidad de origen en el aprovechamiento de la biomasa. No obstante, no especifica ni fija ningún parámetro sobre qué se debe entender por “proximidad del recurso”, ni prevé una el alcance y distancia aproximada, en kilómetros, que podría satisfacer dicho principio. Por tanto, **si se quiere fomentar la sostenibilidad del uso energético de la biomasa, es fundamental que el PNIEC actualizado defina y concrete con más detalle un rango orientativo de distancia acorde con dicho principio de proximidad.**

## 11. Sobre el desarrollo del biogás y el biometano

En cuanto a la producción de biogás para 2030, aunque el borrador de la actualización del PNIEC 2023-2030 duplica las previsiones de la Hoja de Ruta del Biogás, pasando de los 10,4 TWh a los 20 TWh, es importante señalar que **este desarrollo debe producirse sin pasar por alto las exigencias ambientales que deben cumplirse de forma inexcusable.** Además de la captación en vertederos, **la producción de biogás debe basarse únicamente en la valorización de materias primas residuales (residuos agropecuarios, municipales y lodos de depuradora) mediante el proceso de digestión anaerobia y aplicando una gestión sostenible basada en la proximidad.**

Además, se debería priorizar la producción de biometano frente al biogás, debido a su mayor versatilidad en el uso final, **limitándose a los sectores difíciles de descarbonizar y a las redes de distribución local para las comunidades energéticas o a la calefacción urbana.**

## 12. Sobre el desarrollo del hidrógeno renovable

En un contexto de grave crisis energética y climática como el actual, la tendencia a considerar el hidrógeno verde como una de las opciones más apropiadas para contribuir a la descarbonización de la economía y alcanzar la neutralidad climática antes de 2050 va en aumento. La UE, que lleva años liderando numerosas iniciativas en materia de reducción de

<sup>21</sup> DO L 328, 21.12.2018.

<sup>22</sup> BOE Núm. 118, de 18.05.2022.

emisiones y transición energética, lo ha incorporado entre sus prioridades estratégicas y planes de inversión, haciendo que las iniciativas relacionadas con el hidrógeno verde se multipliquen. Esto ha dado pie al comienzo de una descabezada carrera para el desarrollo de numerosos proyectos, algunos de los cuales corren el riesgo de no ser necesarios en el futuro, quedando sobredimensionados y no respondiendo a las necesidades de la transición energética de la UE y de España.

Además, actualmente, **el precio de la energía eléctrica de origen renovable consumida por electrólisis no es suficiente para hacer al hidrógeno renovable competitivo**, a pesar de que el texto del borrador del PNIEC actualizado indica que “una de las cuestiones más relevantes para la competitividad del hidrógeno renovable es su coste de producción, que viene determinado principalmente por el coste de la energía eléctrica de origen renovable consumida para la electrólisis. A este respecto, aquellos países que cuenten con un mejor recurso renovable cuentan con una ventaja comparativa a la hora de convertirse en productores de hidrógeno renovable, como es el caso de España”. En su informe anual sobre el hidrógeno, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) indica que en 2021<sup>23</sup>, el coste medio del hidrógeno renovable producido por electrólisis giraba en torno a 4.0-9.0\$/kg H<sub>2</sub>. La AIE estima que la producción de hidrógeno renovable por electrólisis a partir de electricidad de origen fotovoltaica podría caer por debajo de 1.5\$/kg H<sub>2</sub> en 2030 y de 1\$/kg H<sub>2</sub> en 2050<sup>24</sup> en las regiones con buenas condiciones solares. No obstante, la AIE recuerda que los costes bajos de la electricidad fotovoltaica representan solamente un 55% del total de los costes de producción de hidrógeno renovable. Por lo tanto, deben considerarse otros aspectos para que los costes de producción del hidrógeno renovable sean competitivos.

Además, estos costes de producción no toman en cuenta los costes asociados al transporte del hidrógeno renovable. **La producción en áreas geográficas con condiciones de producción favorables implicará el transporte de este hidrógeno hasta los valles industriales donde se consumirá. No obstante, las tecnologías de transporte del hidrógeno están en fases de desarrollo iniciales y suponen costes adicionales debido a la naturaleza de las infraestructuras de transporte<sup>25</sup> así como a las pérdidas de energía que conllevan las tecnologías existentes para transportar el hidrógeno<sup>26</sup>.**

Por estos motivos, **es imprescindible que se proceda a un análisis económico extensivo para evaluar la competitividad de la cadena de valor del hidrógeno renovable** para así garantizar la viabilidad económica de los proyectos de hidrógeno renovable cuyo desarrollo se prevé en España.

**El desarrollo e introducción del hidrógeno verde deber tener como objetivo la sustitución del hidrógeno de origen fósil actual, priorizando así la descarbonización de aquellos sectores que**

<sup>23</sup> International Energy Agency, Global Hydrogen Review 2022, pág. 93.

<sup>24</sup> Ibid, p. 92.

<sup>25</sup> Ibid, p. 112.

<sup>26</sup> Ibid, p. 140.

tradicionalmente consumen hidrógeno y que ya cuentan con infraestructuras adaptadas para su uso, como es el caso del sector de la refinería y la industria química.

La tabla comparativa de objetivos y resultados entre el PNIEC 2021-2030 y el borrador actualizado del PNIEC 2023-2030 indica un **incremento del objetivo relativo al porcentaje de RFNBO (*renewables fuels of non-biological origin*) sobre el hidrógeno en la industria de un 25% a un 74% para 2030**<sup>27</sup>. Cabe recordar que este 25% proviene de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable adoptada por el MITECO en octubre de 2020, ya que el PNIEC 2021-2030 no incluía ningún tipo de objetivos en materia de hidrógeno renovable<sup>28</sup>. Según esa misma hoja de ruta, este 25% del consumo anual de hidrógeno en España supone unas 125.000 t/año. Partiendo de la base de que el consumo anual de hidrógeno en España no cambiará de aquí a 2030, el uso de un 74% de hidrógeno renovable en la industria representaría 370.000 t/año.

Con el objeto de medir la contribución del hidrógeno renovable a los objetivos de descarbonización del PNIEC 2023-2030, es **importante que este no se limite a indicar como objetivo a 2030 un porcentaje de hidrógeno renovable en la industria, sino que indique también una estimación del volumen de hidrógeno renovable en toneladas que utilizará la industria para ese año**. Por una parte, este dato permitiría hacer una estimación de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) previstas debido al desarrollo del hidrógeno renovable dado que, según la UE, se emiten “9kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> para el hidrógeno procedente de reformado de gas natural y unas emisiones prácticamente nulas para el hidrógeno producido mediante electrólisis”<sup>29</sup>. Por otra parte, la estimación en toneladas del hidrógeno renovable destinado a la industria española para 2030 facilitaría el seguimiento hacia la consecución del objetivo a 2030 dado que los proyectos de producción de hidrógeno renovable desarrollados en España mencionan objetivos de producción en toneladas. Por lo tanto, para poder evaluar la contribución de esos proyectos al objetivo 2030, es importante que este se indique también en toneladas.

### 13. Sobre el desarrollo del corredor ibérico del hidrógeno H2Med

El borrador del PNIEC actualizado hace referencia al proyecto H2Med el cual “busca conectar los centros de producción de hidrógeno verde situados en la península ibérica con la demanda doméstica de hidrógeno, tanto en la península ibérica como en el centro de Europa”. Se añade que los proyectos constitutivos del H2Med “han sido presentados por los promotores como candidatos a proyectos de interés común para el mercado interior europeo (PCI por sus siglas en inglés)”. Con esta medida, el PNIEC 2023-2030 pretende convertir a España en “el primer hub de hidrógeno renovable a nivel mundial”.

**La pieza clave del proyecto H2Med es el H2Med-BarMar**, un ducto submarino uniendo Barcelona y Marsella para el transporte de hidrógeno renovable desde la península ibérica hasta

<sup>27</sup> Borrador del PNIEC 2023-2030 actualizado; p. 65.

<sup>28</sup> Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable, adoptada por el MITECO en octubre de 2020; p. 43.

<sup>29</sup> Ibid, p. 44.

Alemania. Este proyecto promovido por Enagás Transporte S.A.U, Teréga S.A. y GRTgaz S.A. se ha presentado con la promesa de permitir el transporte de 2 millones de toneladas de hidrógeno renovable en 2030. No obstante, teniendo en cuenta que estamos frente a una tecnología que se encuentra en una fase temprana de desarrollo, con una evidente inmadurez en términos de producción a gran escala, así como de transporte, además de que no puede ser considerado económicamente competitivo; **el Estado español debe abandonar el proyecto H2Med – BarMar.**

Así, la inversión pública estaría mejor empleada en medidas cuyo funcionamiento ya ha sido comprobado como lo es la electrificación, la apuesta por proyectos renovables con participación ciudadana, el autoconsumo, las comunidades energéticas y las mejoras en la eficiencia energética de los hogares.

- **La producción de hidrógeno verde demanda grandes cantidades de electricidad para su uso en los electrolizadores.** Esta electricidad se generará principalmente mediante la implantación de proyectos de energía renovable a gran escala. No obstante, en línea con las previsiones de la CE, la producción de 2Mt de hidrógeno verde necesitaría aproximadamente unos 100-120 TWh de electricidad de origen renovable, que en términos de potencia instalada implicaría entre 40 y 48 GW más de renovables dedicadas exclusivamente a esa producción<sup>30</sup>. De acuerdo con lo dispuesto en el presente documento actualizado, se prevé una capacidad instalada de energía renovable de 160 GW en 2030 para cumplir con los objetivos del PNIEC 2023-2030. **No obstante, no hay información con respecto a la capacidad que se dedicará al abastecimiento de los electrolizadores necesarios a la producción de un volumen anual de hidrógeno renovable que permita garantizar la viabilidad económica del proyecto H2Med.** Asimismo, el documento actualizado indica el incremento del objetivo de potencia de electrolizadores instalada en 2030 a 11 GW frente a los 4 GW previstos por la hoja de ruta de octubre de 2020, pero no da información sobre el abastecimiento de estos electrolizadores.

Por lo tanto, **es imprescindible que el PNIEC 2023-2030 incluya los datos relativos a la potencia instalada de energía renovable destinada a la producción de hidrógeno renovable en España para 2030.** Son datos esenciales tanto para entender cómo España pretende conseguir que un 74% del hidrógeno consumido por su industria en 2030 sea renovable, como para demostrar que España podrá producir un volumen de hidrógeno renovable compatible con las infraestructuras de transporte de hidrógeno incluidas en el proyecto H2Med. Asimismo, sería de gran relevancia la divulgación de información sobre los objetivos de producción de hidrógeno verde de España en 2030 para comprender como, con una capacidad de 11 GW de electrolizadores, podría producir unas 370.000t de hidrógeno renovable para descarbonizar su industria, 2 millones de toneladas para la exportación mediante el H2Med-BarMar e implementar el

<sup>30</sup> European Commission, *Questions and Answers on the EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen*, 13.02.2023. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda\\_23\\_595](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_595)



memorando de entendimiento sobre cooperación en el ámbito del Hidrógeno Renovable con Países Bajos, recogido en la medida 3.5 de impulso a la cooperación regional.

- Esta implantación masiva de energías renovables no solo puede conllevar **impactos adversos para el medioambiente y la biodiversidad**, sino que podría enfrentarse a la **escasa aceptación social en el medio rural**, debido principalmente a la falta de diálogo previo con las diferentes comunidades afectadas. Además, en los casos de producción de hidrógeno verde con fuentes naturales de agua dulce, **se agravarían los problemas de escasez hídrica y sequía, afectando a la población local y destruyendo los ecosistemas**. Esto último al mismo tiempo tendrá impactos negativos sobre las masas de agua poniendo en riesgo el logro de los objetivos de la Directiva marco del agua<sup>31</sup>. Por tanto, no se está teniendo en cuenta el principio de no causar daño significativo previsto en el Reglamento europeo de Taxonomía<sup>32</sup>.
- Se está presentando la producción de hidrógeno verde como una solución para fomentar la actividad económica en zonas rurales y para afrontar el reto demográfico. Sin embargo, si la mayoría de esta producción se destina a la exportación, estas zonas se limitarán a producir hidrógeno verde, con la sobreexplotación de recursos naturales que conlleva, sin aprovechar los beneficios económicos, demográficos y sociales que implica el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde a nivel local.
- Según la industria, la infraestructura europea de transporte de hidrógeno se basará en su mayoría en gasoductos readaptados<sup>33</sup>. Sin embargo, **las tecnologías para adaptar los gasoductos al transporte de hidrógeno no están desarrolladas actualmente a gran escala, ni son tan fáciles de aplicar como indica la industria**. Hay que tener en cuenta que el hidrógeno tiene propiedades físicas diferentes al gas fósil, y su mayor capacidad de dispersión implica un **mayor riesgo de fugas por pequeñas aperturas u orificios**. Esto implica un elevado riesgo dado que las emisiones fugitivas de hidrógeno pueden producir indirectamente efectos de calentamiento 11 veces peores que los del dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)<sup>34</sup>.

<sup>31</sup> Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas, (DO L 327, 22.12.2000).

<sup>32</sup> Reglamento (UE), 2020/852 del Parlamento Europeo y del Consejo de 18 de junio de 2020 relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/2088, (DO L 198, 22.06.2020)

<sup>33</sup> European Hydrogen Backbone, *Estimated Investment Cost*. <https://ehb.eu/page/estimated-investment-cost#:~:text=The%2053%2C000%20km%20European%20Hydrogen,and%2040%25%20new%20pipeline%20stretches>

<sup>34</sup> Frazer – Nash Consultancy, *Fugitive Hydrogen Emissions in a Future Hydrogen Economy*, 2022. [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1067137/fugitive-hydrogen-emissions-future-hydrogen-economy.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067137/fugitive-hydrogen-emissions-future-hydrogen-economy.pdf)

#### 14. Sobre la descarbonización del sector industrial

El borrador del PNIEC actualizado refleja como herramienta fundamental para la descarbonización industrial el desarrollo del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de Descarbonización Industrial que prevé tres líneas de actuación: una línea de ayudas de actuación integral para la descarbonización de la industria manufacturera, una línea de ayudas autorizadas por la Comisión Europea a empresas manufactureras participantes en el IPCEI sobre la cadena industrial de hidrógeno de origen renovable y el estudio y evaluación del desarrollo de un posible fondo de apoyo a los contratos por diferencias de carbono y realización de un posible proyecto piloto.

Aunque no ponemos en duda que esas medidas contribuyan a descarbonizar el sector, **es necesario dotar a la Administración de los medios adecuados para garantizar el seguimiento de las actuaciones subvencionadas.** Asimismo, es indudable que el sector industrial se compone de diferentes subsectores de muy diversa índole y diferentes necesidades en cuanto a uso de energía y procesos de producción. Por ello, aunque la tabla A.22 del Anexo A incluya información sobre el consumo de energía final en este sector (dividido por fuentes) a 2030, no hay claridad acerca de las medidas y objetivos previstos para cada uno de esos subsectores.

En concreto, dentro del sector industrial, que es responsable del 22,5% de las emisiones de GEI en el Estado español, el sector siderúrgico juega un papel de especial relevancia. Eso se debe, por un lado, a las emisiones fugitivas de metano generadas por la minería del carbón siderúrgico que se emplea en los procesos de siderurgia integral y a aquellas procedentes de su quema. Por otro, están las emisiones indirectas procedentes de la generación de electricidad utilizada en los procesos de siderurgia eléctrica. Sin embargo, no existen todavía garantías para asegurar que la descarbonización de este sector se produzca lo suficientemente rápido como para no sobrepasar el aumento de 1.5°C a mediados de siglo. A nivel europeo, para que este sector esté en línea con el objetivo de París, se debe garantizar lo siguiente:

- 1) Reducir la demanda de acero en un 10 % para 2030, un 20 % para 2040 y un 28 % para 2050 mediante la mejora en la eficiencia de los materiales y nuevos modelos de negocio circulares
- 2) Reducir a la mitad la contaminación media por cobre y elevar los índices medios de recogida de chatarra al 96 % en la próxima década.
- 3) Eliminar el carbón de la producción de acero en Europa para 2030, y obtener una producción de acero basada 100% en fuentes de energía renovable para 2040. Esto incluye garantizar que la electricidad utilizada en los hornos altos eléctricos sea de origen 100% renovable.
- 4) Que la producción de acero esté originada basándose al menos en un 60% en RFNBOs para 2030 y un 75% para 2035.

El **sector siderúrgico español** debe transformarse para estar en línea con esos objetivos. En concreto, Para ello, se debe llevar a cabo un análisis del papel de esta industria en la economía

española y establecer dentro del texto del PNIEC actualizado -dado que el PERTE tampoco lo contempla- una hoja de ruta para su descarbonización, que incluya hitos intermedios. En concreto, esta hoja de ruta debe servir de base para que:

- **Se reduzca la demanda y se mejore la eficiencia energética en la producción de acero en el Estado español, en línea con los objetivos que se deben lograr a nivel europeo arriba mencionados.**
- **Cese la actividad del horno alto A de la planta siderúrgica de ArcelorMittal en Gijón para 2024.**
- **Se autoricen y acometan las obras necesarias para sustituir el horno alto A de la planta siderúrgica de ArcelorMittal en Gijón por una planta DRI y un horno alto eléctrico híbrido, para que entren ambas en funcionamiento a más tardar en 2025.**
- **Se establezca una fecha de cierre para el horno alto B, sustituyéndolo también por una planta DRI y un horno alto eléctrico híbrido.**
- **Se garantice que la energía eléctrica utilizada para la producción del acero sea de origen 100% renovable no más tarde del 2040.**

**El resto de subsectores industriales también deben contar con sus propias hojas de ruta de descarbonización, garantizando así que los objetivos individualizados de todos ellos lleven a la descarbonización total del sector industrial para mucho antes del 2050.**

#### **15. Sobre la reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero**

Para el sector de la agricultura y ganadería, la reducción de emisiones de GEI en 2030 respecto a los niveles de 2005 pasa del 18% al 21%. Si bien el refuerzo del objetivo de reducción de emisiones de GEI en un 3% es positivo, resulta cuestionable su viabilidad, puesto que apenas se han visto reforzadas las medidas de mitigación para dicho sector.

La Comisión Europea publicó, en diciembre de 2022, una serie de orientaciones a los Estados miembros para la actualización de los PNIEC para el período 2021-2030<sup>35</sup>. En el apartado relativo a los principios y buenas prácticas para la actualización de los PNIEC, la Comisión dispone que los Estados miembros deberán “establecer objetivos y metas de reducción de las emisiones de metano e integrar objetivos más ambiciosos, así como medidas de mitigación y adaptación, en los sectores del uso de la tierra, la silvicultura y la agricultura con respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub> y distintas del CO<sub>2</sub> y las absorciones de carbono”.

En línea con dichas orientaciones, el PNIEC revisado debe introducir objetivos específicos de reducción de las emisiones de metano y óxido nítrico para el sector de la agricultura y ganadería. Si bien la actualización del PNIEC fija un nuevo objetivo aproximado de reducción del 21% respecto a sus niveles en 2005, es necesario desglosar dicho objetivo según el tipo de GEI. Además, las medidas actualmente previstas para el sector son insuficientes para alcanzar dicho

<sup>35</sup> Comunicación 2022/C 495/02.

objetivo de reducción, por lo que deberán introducirse medidas más específicas e integrales, como las que se proponen a continuación:

- ***Introducir medidas dirigidas a abordar las emisiones de metano derivadas del ganado.***

**La revisión del PNIEC debe introducir medidas para mitigar el metano procedente de la fermentación entérica, para así evitar soluciones de compromiso que impliquen otros problemas medioambientales, como las emisiones de amoníaco.** Es importante entender que la composición de la dieta y la ingesta de nutrientes son los principales factores que afectan a la producción de metano por parte de los rumiantes. Por ejemplo, los rumiantes alimentados con forrajes ricos en carbohidratos estructurales producen más metano que los alimentados con dietas mixtas que contienen mayores niveles de carbohidratos no estructurales por unidad de material fermentado en el rumen. Esto significa que la modificación de la composición y la calidad de los piensos pueden mejorar la digestibilidad de la dieta y, en consecuencia, conseguir una reducción de las emisiones de metano.

**Por lo tanto, el PNIEC revisado debe introducir medidas dirigidas a la optimización del forraje y a la mejora de la salud del ganado. Esto supondría una reducción de las emisiones de metano, al aumentar la eficiencia de la producción por ingesta de forraje.**

- ***Introducir medidas dirigidas a abordar las emisiones de metano derivadas de la gestión del estiércol.***

Como medida necesaria para descarbonizar el sector ganadero, la Comisión establece que los Estados miembro deben promover técnicas de “digestión anaeróbica con recuperación de biogás para mitigar las emisiones de metano procedentes de la gestión del estiércol, lo que contribuye además a reducir la dependencia de las importaciones de gas natural y evitar emisiones de amoníaco”.

La digestión anaeróbica es un método muy efectivo para reducir las emisiones de metano, puesto que permite evitar las emisiones relacionadas con el almacenamiento y tratamiento del estiércol y contribuye a la producción de energía renovable. De hecho, el biogás obtenido a través de la digestión anaeróbica es un combustible renovable muy flexible. Puede generar tanto electricidad como calor, al poder aprovecharse energéticamente en calderas o motores de cogeneración. El biometano, obtenido a través de un proceso de enriquecimiento del biogás, puede incluso inyectarse en la red de gas fósil. Para el sector agrario, este combustible también proporciona diversos beneficios de eficiencia y reducción de emisiones de GEI. Por ejemplo, el biometano puede ser utilizado como biocarburante en la maquinaria agrícola para sustituir a los combustibles fósiles y el digestato que resulta del proceso de digestión anaeróbica puede ser tratado para su uso como fertilizante.

Por todo ello, **la revisión del PNIEC debe promover el uso de la tecnología de digestión anaeróbica en el sector ganadero.** El primer paso para lograr dicha finalidad pasa por recoger en el PNIEC un objetivo de producción de biogás a 2030 específico para el sector ganadero, para así garantizar que los agricultores reciben los incentivos económicos y el apoyo administrativo necesario para realizar las cuantiosas inversiones.

Si bien la actualización del PNIEC prevé que la producción de biogás llegará a los 20 TWh en 2030, duplicando así lo cuantificado en la Hoja de Ruta del Biogás (que establece una producción mínima de 10,41 TWh anuales en 2030), es importante desglosar dicho objetivo por sectores, empezando por el sector ganadero español. No obstante, **es igualmente importante que el PNIEC precise que la consecución de dicha meta no puede favorecer a las explotaciones de tamaño industrial y no debe traducirse en la generalización de prácticas de eliminación barata de residuos.**

## 16. Sobre los sumideros agrícolas

La modificación del Reglamento 2018/841 establece una reforma esencial de los objetivos que afectan al sector del UTCUTS y su contabilidad de cara a objetivos 2030. La principal novedad de la modificación es el establecimiento de un nuevo objetivo de absorciones netas de 310 millones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>eq) para la UE en su conjunto en 2030. En el nuevo marco también establece dos subperiodos, con objetivos y normas heterogéneas. En el primer subperiodo (2021-2025) se mantienen las reglas de contabilidad y objetivos originales del Reglamento 2018/841, mientras que en el segundo subperiodo (2026-2030) se establece un objetivo a 2030 para España de -43,6 MtCO<sub>2</sub>eq.

Sin embargo, tal y como se expone en el borrador de actualización del PNIEC, los esfuerzos llevados a cabo hasta la fecha “no serían suficientes para cumplir los nuevos objetivos establecidos para el periodo 2026-2030, que deben suponer un incremento adicional de al menos -5,3 MtCO<sub>2</sub>eq en 2030 con respecto a los niveles logrados en 2020, por lo que se hace necesario explorar nuevas vías de mejora de los sumideros naturales”<sup>36</sup>. Si bien es positivo que el PNIEC actualizado prevea el incremento de la superficie de aplicación de la medida 1.36 como línea de trabajo para alinear el sector UTCUTS con los objetivos establecidos en el Reglamento 2018/841, este esfuerzo no va a ser suficiente para alcanzar el objetivo de -43,6 MtCO<sub>2</sub>eq en 2030. Para complementar dicha línea de trabajo, deberían abordarse también las siguientes recomendaciones en la medida 1.36:

- **Introducir medidas dirigidas a abordar las emisiones de los suelos agrícolas y el uso de fertilizantes**

Trabajar el suelo de forma menos intensiva, menos frecuente y menos profunda es beneficioso para la calidad general del suelo, así como para la conservación de los

<sup>36</sup> Borrador del PNIEC actualizado, p. 198.



nutrientes de las plantas. Para prevenir una descomposición excesiva de la materia orgánica del suelo y una liberación excesiva de nitrógeno, es necesario reforzar la medida a.1 relativa al fomento de la agricultura de conservación prevista en el PNIEC 2021. Deben especificarse las técnicas de la agricultura de conservación que van a fomentarse, siendo especialmente importantes las siguientes:

- **Rotación de varios cultivos año tras año durante al menos 5-7 años**, incluyendo cultivos fijadores de nitrógeno (o leguminosas) en la rotación.
  - **Mantener los suelos cubiertos tanto como sea posible**. Esta técnica también aumenta el efecto albedo, que consigue reducir el calentamiento local al reflejar más calor del sol a la atmósfera.
  - **Reducir o no labrar**. Sin embargo, es necesario garantizar que dicha medida no conlleve a un aumento del uso de herbicidas, puesto que la labranza cero promovida por sí misma puede conducir a un aumento del uso de herbicidas para controlar las malas hierbas.
- ***Aumentar la ambición en relación con los sumideros agrícolas***

La actualización del PNIEC debe introducir nuevas medidas dirigidas a promover y proteger los sumideros agrícolas en España, como las que se explican a continuación:

- **Inversión en agrosilvicultura**. La agrosilvicultura se refiere a la integración de árboles en paisajes agrícolas productivos para ofrecer beneficios de resiliencia y productividad. La incorporación de árboles a los paisajes agrícolas aumenta el secuestro de carbono por hectárea a través del carbono secuestrado en la biomasa arbórea, las aportaciones de hojas y ramas al suelo y la incorporación de raíces a las capas más profundas del suelo. Además, los sistemas agroforestales bombean carbono a capas mucho más profundas del suelo que los pastos o los cultivos y, por tanto, ofrecen mayores garantías de permanencia que otras soluciones de secuestro de carbono en el suelo.
- **Gestión sostenible de los pastizales**. Cuando los pastizales se gestionan de forma sostenible, pueden ser tanto un importante sumidero de carbono como un importante hábitat para la biodiversidad. Así pues, proteger los pastizales ricos en biodiversidad que quedan, evitar la conversión de pastizales en tierras de cultivo, promover la conversión adicional de tierras de cultivo en pastizales (por ejemplo, franjas de protección permanentes) e integrar una gestión de los pastizales más respetuosa con la naturaleza y el clima deberían ser prioridades clave para proteger y mejorar los sumideros de carbono.
- **Fomento de sistemas de pastoreo respetuosos con la naturaleza**, como el pastoreo extensivo, rotativo u holístico.
- **Reintegración de los animales de granja en los sistemas de cultivo (agricultura mixta)**.

## 17. Sobre los mercados de capacidad

En cuanto a la necesidad de introducir un mercado de capacidad para acometer la transformación del sistema eléctrico, garantizando la seguridad de suministro durante la transición energética, tal y como alegamos durante el proceso de participación pública abierto en mayo de 2021<sup>37</sup>, cabe destacar lo siguiente:

- **El sistema eléctrico peninsular español presenta una situación de sobrecapacidad en la que resulta contraproducente la introducción de un mecanismo de capacidad.**
  - El *mid-term adequacy forecast* de 2020 no identifica problemas de cobertura de la demanda en el sistema eléctrico peninsular y en su estimación del número de horas de pérdida de carga las considera de un valor insignificante.
  - CEER, en un informe sobre los incentivos a la inversión en escenarios de alta penetración de renovables, destaca que los mecanismos de capacidad pueden ser contraproducentes y recomienda que los Estados miembros prioricen las reformas de mercado.
- **El mecanismo de capacidad propuesto en el Proyecto de orden incumple la normativa europea del sector eléctrico**, en particular:
  - Requisitos procedimentales previos. Entre otros aspectos, no se dispone de análisis de cobertura de la demanda europeo ni nacional que identifique problemas de cobertura, España no ha elaborado el preceptivo plan de ejecución, ni se ha evaluado los efectos de la introducción del mecanismo de capacidad para Estados miembro vecinos.
  - Requisitos sustantivos. No se ha evaluado la posibilidad de introducir una reserva estratégica, el mecanismo de capacidad no es temporal en su diseño, va más allá de lo necesario, no está abierto a todos los recursos capaces de ofrecer capacidad firme y no se garantiza que el precio pagado por la disponibilidad de la capacidad firme tienda automáticamente a cero cuando no se produzcan situaciones de estrés.
- **El mecanismo de capacidad propuesto en el Proyecto de orden incumple la normativa reguladora en materia de ayudas de estado** ya que:
  - No se ha constatado que el mercado de capacidad contribuya a un objetivo perfectamente definido de interés común. Faltan indicadores y análisis que justifiquen adecuadamente la existencia del riesgo de suministro que trata de resolver el Proyecto de orden.
  - No se ha constatado que la intervención del Estado Español resulte necesaria para la resolución del eventual peligro para la seguridad del suministro. Ni existe un problema de capacidad ni dicho problema sería en todo caso residual al existir políticas y medidas alternativas que pueden y deben implementarse antes de recurrir a una ayuda de estado.

<sup>37</sup> IIDMA, Alegaciones a la consulta pública sobre un mercado de capacidad.

<https://www.iidma.org/attachments/archivos/Alegaciones-a-la-Consulta-Publica-Propuesta-de-Orden-mercado-de-capacidad.pdf>

- No se ha constatado que el mercado de capacidad resulte idóneo para resolver el eventual riesgo para la seguridad del suministro hipotetizado en el Proyecto de orden. No se valora adecuadamente la potencial contribución de un incremento de capacidad de interconexión suficiente para la resolución del mismo.
- No se ha constatado que el mecanismo de capacidad tenga un efecto incentivador pues falta un análisis comparativo de la rentabilidad de las instalaciones participantes con y sin ayuda en los diferentes escenarios posibles.
- No se ha constatado que el mecanismo de capacidad sea proporcional pues faltan disposiciones específicas que garanticen que los participantes en el mercado de capacidad no obtienen beneficios inesperados y que el precio pagado por la disponibilidad de la capacidad firme tienda automáticamente a cero cuando se espere que la capacidad suministrada sea adecuada para satisfacer la capacidad demandada.
- Falta una valoración adecuada de los efectos negativos indebidos provocados por el mercado de capacidad sobre la competencia y el comercio pues no se regulan criterios ambientales para resolver las subastas en caso de coincidir los parámetros técnicos y económicos entre varias ofertas.
- Faltan previsiones suficientes para garantizar una transparencia adecuada. El margen de discrecionalidad para decidir qué es o no confidencial por parte las entidades implicadas, es excesivo e impide el control por agentes y ciudadanía interesada o afectada.

**En cuanto a la vinculación de este mecanismo de capacidad y la presencia del gas fósil en el sistema eléctrico español;** en relación con el parque de generación eléctrica previsto para 2030 en el borrador de la actualización del PNIEC 2023-2030, **no se ha modificado la potencia instalada de las centrales de ciclo combinado con respecto a la prevista en la versión actualmente vigente del plan (26,6 GW)**. Todo ello a pesar del aumento previsto para 2030 de la electricidad generada con fuentes renovables (del 74% al 81%), de la capacidad de autoconsumo (de 14 a 19 GWh) y del almacenamiento energético (de 20 a 22 GW)<sup>38</sup>, además de ulteriores avances esperados en la generación distribuida, las interconexiones eléctricas y la gestión de la demanda, entre otros. Eso se debe a que, de acuerdo con lo descrito en el borrador, los ciclos combinados se consideran una fuente de generación de respaldo confiable y continua, con la que hacer frente a la variabilidad e intermitencia de las fuentes renovables, cada vez más presentes en el sistema eléctrico español, y a la salida de las centrales térmicas de carbón del *mix* eléctrico nacional y la retirada de parte del parque nuclear en 2025 y 2030, respectivamente.

Sin embargo, **es muy importante subrayar que el actual diseño del mercado eléctrico, basado únicamente en retribuir la energía producida, resulta insuficiente para garantizar la viabilidad económica de la gran mayoría de los ciclos combinados instalados en España**, ya que estas instalaciones son incapaces de recuperar sus costes fijos. No es casualidad que

<sup>38</sup> Tabla A.17, borrador del PNIEC actualizado.

la patronal del sector gasista, Sedigás, junto con las empresas eléctricas titulares de las centrales, han pedido en reiteradas ocasiones la creación de unos mercados de capacidad que brinden a estas instalaciones retribuciones por estar disponibles cuando son necesarias para atender la demanda, algo que se está debatiendo en la UE en el marco de la reforma del mercado eléctrico europeo.

Aunque la participación del gas en el mix energético previsto para 2030 se haya reducido con respecto a la versión actualmente vigente del plan, **mantener sin cambios la elevada capacidad instalada de centrales de ciclo combinado en España hasta 2030, marca una senda incompatible con los objetivos del Acuerdo de París, para los cuales es necesario alcanzar en la UE un sistema eléctrico 100% renovable para 2035. Más aún si, para garantizar la viabilidad económica de estas instalaciones, hay que introducir mecanismos de capacidad**, que gastan recursos económicos que podrían utilizarse para promover mayormente medidas reales de descarbonización del sector eléctrico.

Por lo tanto, **se debería evitar la introducción de estos mecanismos, que prolongarían la actividad de una fuente de generación contaminante y que contribuye al cambio climático.** Todo ello sin olvidar los problemas económicos y de seguridad energética asociados al uso del gas natural para la generación de electricidad, cuya existencia ha sido puesta de manifiesto por la crisis energética generada por la guerra en Ucrania. Por ello, **es imprescindible desvincular nuestra dependencia energética de este combustible fósil, abandonando su uso lo antes posible.**

A raíz de todo lo anterior, es necesario que la actualización del PNIEC, además de una reducción de su participación en la generación eléctrica nacional, refleje también un redimensionamiento del papel de los ciclos combinados como tecnología de respaldo en términos de potencia instalada, contemplando una reducción para 2030, siendo una clara señal de la correcta senda a seguir para alcanzar cuanto antes un sistema eléctrico descarbonizado.