

Análisis de autoevaluación regional en Extremadura para el impulso del ecosistema de hidrógeno verde y gases bajos en carbono a través de políticas públicas



LP01 – AGENEX
Extremadura / España

Marzo 2026

Documento de uso público

Contenido

1.	Resumen ejecutivo	4
2.	Contextualización del análisis	6
2.1.	Proyecto europeo UNIFHY	6
2.2.	Antecedentes y contexto en Extremadura	6
3.	Marco político y regulatorio	9
3.1.	Hidrógeno renovable	9
3.2.	Biometano	26
4.	Análisis PESTLE	30
4.1.	Factores Políticos	32
4.2.	Factores Económicos	33
4.3.	Factores Sociales	34
4.4.	Factores tecnológicos	37
4.5.	Factores jurídicos	38
4.6.	Factores medioambientales	39
4.7.	Análisis DAFO	42
5.	Actores principales y cadena de valor	44
5.1.	Sector público	44
5.2.	Sector privado	46
5.3.	Centros de I+D y universidades	46
5.4.	Asociaciones sectoriales y clústeres	47
5.5.	Ciudadanía y consumidores finales	47
5.6.	Financiadores y entidades financieras	47
6.	Hidrógeno verde y gases bajos en carbono como solución a la transición energética	49
6.1.	Sectores críticos	49
6.2.	Emisiones de gases de efecto invernadero en Extremadura	51
6.3.	Barreras y desafíos	52
6.4.	Incentivos y desincentivos	53
6.5.	Oportunidades y potencial	54
6.6.	Motivaciones y necesidades	55
7.	Hidrógeno verde y gases bajos en carbono: mercado e innovación	57

7.1.	Calor residencial.....	59
7.2.	Pilas de combustible para vehículos ligeros y pesados	59
7.3.	Usos industriales	60
7.4.	Almacenamiento de energía de larga duración	60
7.5.	Proyectos de innovación e investigación	61
8.	Oportunidades de financiación.....	63
9.	Conclusiones y recomendaciones.....	68
9.1.	Conclusiones generales.....	68
9.2.	Conclusiones regionales.....	69
9.3.	Recomendaciones	70

1. Resumen ejecutivo

El presente documento recoge el análisis de autoevaluación regional de Extremadura para el **impulso del ecosistema del hidrógeno renovable y los gases bajos en carbono**, en el marco del proyecto europeo UNIFY (Interreg Europe). El objetivo principal es **identificar la situación actual, las capacidades existentes, las barreras y las oportunidades para orientar políticas públicas eficaces** que favorezcan la descarbonización, el desarrollo industrial sostenible y la cohesión territorial.

Extremadura parte de una **posición estratégica favorable**, basada en su elevado potencial de generación de energías renovables, la disponibilidad de recursos biomásicos y una baja densidad industrial que permite planificar nuevos desarrollos energéticos de forma ordenada.

En el ámbito del **hidrógeno renovable**, la región ha incorporado este vector en su planificación energética a través del **Plan Extremeño Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PEIEC)**, ha impulsado la **Mesa del Hidrógeno Verde de Extremadura** y ha aprobado el **Decreto-ley 1/2023**, que declara de interés general la producción de hidrógeno a partir de renovables. Asimismo, la futura infraestructura europea **H2Med** sitúa a Extremadura como nodo estratégico de producción y tránsito hacia los mercados industriales del centro de Europa.

En relación con los gases bajos en carbono, especialmente el **biometano**, la región cuenta con un importante potencial ligado al sector agroganadero y a la gestión de residuos. Aunque el PEIEC contempla de forma limitada esta tecnología, las políticas nacionales y europeas, junto con el Plan Estratégico de Atracción de Inversiones 2024-2027, están favoreciendo la implantación de proyectos. Actualmente, **más de veinte proyectos de plantas de biometano se encuentran en desarrollo en Extremadura**, con conexión prevista a la red gasista, y existen **casos de éxito que integran hidrógeno verde y CO₂ biogénico para la producción de gas natural renovable**.

El análisis del marco político y regulatorio muestra avances significativos a nivel europeo y nacional, aunque persisten lagunas normativas, retrasos en la transposición de directivas y una elevada complejidad administrativa. A nivel regional, **Extremadura ha adoptado medidas facilitadoras en materia de autorizaciones y uso del suelo**, si bien se identifica la **necesidad de mayor claridad regulatoria, simplificación de trámites y adaptación de la planificación territorial y urbanística**.

El estudio incorpora un análisis PESTLE y DAFO, que identifica como principales **fortalezas** el potencial renovable, la disponibilidad de suelo y el apoyo institucional; como **debilidades**, la falta de demanda industrial consolidada y la dependencia de incentivos públicos; como **oportunidades**, la financiación europea, la descarbonización de sectores industriales intensivos y la dinamización del medio rural; y como **amenazas**, la incertidumbre regulatoria, la aceptación social y la competencia de otras regiones más avanzadas.

Entre las conclusiones, se destaca que el hidrógeno renovable y el biometano pueden convertirse en palancas clave de transformación económica y energética para Extremadura, siempre que se avance hacia un **ecosistema integrado de producción, consumo e infraestructuras**. Para ello, se recomienda: actualizar la planificación regional mediante una hoja de ruta específica; reforzar la coordinación público-privada; facilitar la demanda mediante proyectos tractores industriales y de movilidad; mejorar los instrumentos de financiación y acompañamiento a proyectos; y promover la participación social y la formación de capacidades locales.

En conjunto, **el documento proporciona una base sólida para la mejora de las políticas públicas regionales**, alineadas con los objetivos europeos de descarbonización y con una visión de desarrollo sostenible, competitivo y territorialmente equilibrado para Extremadura.

2. Contextualización del análisis

2.1. Proyecto europeo UNIFHY

El proyecto *Unifying policies to support the uptake of green hydrogen to decarbonize Europe* (UNIFHY-02C0503), financiado a través del programa Interreg Europe **tiene como objetivo el fortalecimiento de las políticas públicas para la descarbonización de Europa a través del hidrógeno verde y los biogases**, contribuyendo a la estrategia europea de fortalecimiento de la cohesión económica, social y territorial de las regiones.

Este proyecto, liderado por la Agencia Extremeña de la Energía (AGENEX), con la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Junta de Extremadura como Autoridad Política asociada, cuenta con la participación de las agencias de energía del sur de Suecia (EASS) y del sureste de Irlanda (SEEA), así como las regiones de Lubelskie (Polonia) y Moravia-Silesia (República Checa) y el municipio de Aalborg (Dinamarca) como socios, para promover y mejorar políticas regionales que apoyen el desarrollo del hidrógeno verde como una medida más hacia la descarbonización de Europa.

Las actividades del proyecto UNIFHY contemplan la **transferencia de conocimientos y experiencia** de aquellas regiones más desarrolladas en este ámbito a las que menos; la definición de **soluciones efectivas basadas en los aprendizajes** del proyecto; la mejora en las políticas, o el desarrollo de nuevas que apoyen tecnologías emergentes como el hidrógeno; estableciendo espacios de diálogo en los que participen y trabajen juntos todos los actores necesarios; y como resultado de lo anterior, promover la **creación de empleo y desarrollo sostenible** en las regiones participantes.

Como parte de la transferencia de conocimiento y experiencia, cada socio desarrolla un **análisis de autoevaluación regional para el impulso del ecosistema del hidrógeno renovable y los biogases**, definiendo la situación actual y las vías necesarias para transformar el contexto socioeconómico impulsado por la transición energética que supone la adopción de estos gases. Posteriormente, los resultados serán compartidos para definir los retos comunes y los avances y soluciones que pueden ser replicados y escalados en cada región.

De esta manera, se definen soluciones efectivas que puedan ser abordadas por las políticas públicas en cada región, impulsando la transformación del contexto socioeconómico en cada una de ellas.

2.2. Antecedentes y contexto en Extremadura

La información contenida en el presente subapartado pretende plasmar una breve introducción del punto de partida sobre el que se ha desarrollado el análisis, mencionando los antecedentes, hitos y acciones relevantes en cuanto a políticas públicas desarrolladas por la Junta de Extremadura en el ámbito de hidrógeno renovable y gases bajos en carbono, así como el contexto en el que se integran.

2.2.1. Hidrógeno renovable

La Unión Europea tiene como objetivo producir **10 millones de toneladas de hidrógeno renovable al año a partir de 2030**, en el marco del Plan REPowerEU, para avanzar hacia la descarbonización, en particular, para su uso en sectores que son difíciles de descarbonizar. Pero es necesario que todos los actores, públicos y privados, y en diferentes niveles, trabajen juntos para construir un ecosistema para el hidrógeno renovable, teniendo en cuenta que **en la actualidad necesita incentivos para su viabilidad**.

Desde Extremadura, y a nivel de políticas públicas, el gobierno regional ha desarrollado tres hitos de relevancia que abordan el hidrógeno renovable:

- **Plan Extremeño Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PEIEC):** instrumento de planificación de la transición energética de la región, aprobado en junio de 2021 por la Junta de Extremadura, que integra el hidrógeno renovable definiendo sus objetivos y medidas.
- **Mesa del Hidrógeno Verde de Extremadura:** órgano multidisciplinar que integra entidades públicas y privadas, constituido en septiembre de 2021, con el objetivo de atraer y localizar la cadena de valor del hidrógeno verde en la región. El resultado de esa Mesa, coordinada por AGENEX, fue un análisis de situación del Hidrógeno renovable y propuestas para incentivar su impulso en la región. Además, en marzo de 2023, la consejera para la Transición Ecológica y Sostenibilidad anuncia en la mesa que el potencial de capacidad de producción de hidrógeno renovable para 2030 será de 3 GW, apuntando además a la descarbonización específica de la industria del vidrio, cemento y siderurgia de la región.
- **Decreto-ley 1/2023, de 11 de enero, por el que se declara de interés general la producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica procedente de instalaciones aisladas de generación de energías renovables en Extremadura:** declara de interés general en la región la producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica procedente de instalaciones aisladas de generación de energías renovables. La norma responde a la necesidad de impulsar la transición energética y reforzar la competitividad regional en un sector estratégico, aprovechando el elevado potencial de energías renovables de Extremadura para generar hidrógeno verde, reducir emisiones y atraer inversiones con costes energéticos bajos. También se enmarca en la participación de la región en objetivos nacionales y europeos de descarbonización y desarrollo de gas renovable.

Por otra parte, la región extremeña ocupará una posición clave en el proyecto **H2Med. Este corredor estratégico europeo de hidrógeno verde** destinado a conectar la Península Ibérica con Francia y el centro de Europa, permitirá exportar hidrógeno renovable producido en España y Portugal hacia los principales polos industriales europeos.

El trazado del corredor atravesará la región de norte a sur, apoyándose en su elevado potencial de energías renovables. Para Extremadura, H2Med puede suponer una **oportunidad estructural de desarrollo económico e industrial**, al facilitar la implantación de plantas de producción de hidrógeno verde, atraer inversión privada, generar empleo cualificado y reforzar la cadena de valor asociada a las energías limpias.

Asimismo, el proyecto puede contribuir a la **dinamización de zonas rurales**, al situar a la región como nodo energético estratégico dentro del mercado europeo, favoreciendo la cohesión territorial y el reequilibrio económico.

Desde el punto de vista medioambiental, H2Med refuerza los objetivos de **descarbonización y transición energética**, aunque su impacto final dependerá de una implantación ordenada, ambientalmente sostenible y socialmente participada.

2.2.2. Gases bajos en carbono

La estrategia de la Unión Europea para 2030, en el marco del Plan REPowerEU, establece de forma explícita una meta de producción de gases renovables o de bajo carbono, en particular **35 mil millones de**

metros cúbicos de biometano, como parte de su política energética para sustituir progresivamente el gas fósil por gases con menor huella de carbono.

Desde Extremadura, y a nivel de políticas públicas, el gobierno regional ha desarrollado un hito de relevancia que aborda los gases bajos en carbono:

- **Plan Extremeño Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PEIEC):** incluye el **biogás como una de las tecnologías renovables previstas para incrementar la potencia instalada en la región** entre 2020 y 2030 (5 MW en 2030), aunque **no detalla un plan de actuación exclusivo para biogás** y su desarrollo queda enmarcado y reforzado por **políticas nacionales más específicas para gases renovables** (como la Hoja de Ruta del Biogás del Gobierno de España, vinculada al PNIEC).

Además de lo anterior, la Junta de Extremadura aprobó un Plan Estratégico de Atracción de Inversiones (2024-2027) en diciembre de 2024, con un presupuesto de 4 millones de euros, con el objetivo de situarse en el radar internacional de la inversión extranjera directa (IED), apostando por las energías renovables como uno de los sectores estratégicos abordados.

Con ese marco, la entidad pública Invest in Extremadura, está desarrollando el servicio de captación, asesoramiento y facilitación de permisos a empresas interesadas en su implantación en la región que estén enfocadas en la producción de biometano y gas natural renovable, hidrógeno y combustibles renovables (etanol, amoníaco, ...).

Actualmente, según la información compartida por Invest Extremadura, más de 20 plantas de biometano están siendo desarrolladas en Extremadura y se conectarán a la red de gaseoductos de Enagas y Gas Extremadura. Por otra parte, según un estudio liderado por SEDIGAS y teniendo en cuenta los recursos disponibles, la capacidad de reemplazar el gas natural fósil por biometano es de un 30%.

Por otra parte, uno de los casos de éxito ya implantando es el de la empresa alemana Turn2x en Miajadas (Cáceres), con una planta pionera de generación de gas natural renovable a través de la producción previa de hidrógeno verde y su mezcla con CO₂ biogénico.

3. Marco político y regulatorio

Esta sección proporciona un análisis exhaustivo del marco político y regulatorio vigente que impulsa el desarrollo del hidrógeno renovable y gases bajos en carbono a nivel nacional, regional y local. Se abordará, con precisión, la manera en que se han transpuesto las Directivas Europeas a la normativa nacional y regional (Extremadura), detallando explícitamente el enfoque adoptado, los objetivos propuestos, su grado actual de desarrollo y el impacto generado hasta la fecha. Además, se profundizará en cada una de las áreas específicas identificadas en el proyecto UNIFHY, tales como las subastas de hidrógeno, la implementación de electrolizadores y el despliegue de tecnologías basadas en biogás, destacando su relevancia específica para el contexto regional. Posteriormente, se identificarán las principales barreras regulatorias existentes y las lagunas políticas detectadas tras un análisis detallado del marco actual, proporcionando recomendaciones sólidas y viables para la creación e implementación efectiva de un marco regulatorio adaptado a las necesidades reales del sector en Extremadura.

3.1. Hidrógeno renovable

3.1.1. Políticas y normativa europea relevantes

A fecha de agosto 2025, el hidrógeno está legalmente enmarcado a nivel europeo principalmente por tres textos legislativos:

- la Directiva Europea de Renovables del 2023 (**RED III**),¹
- la Directiva Europea del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno del 2024 (**Directiva H2**),² y
- el Reglamento Europeo del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno del 2024 (**Reglamento H2**).³

En esta sección, repasamos los siguientes temas para dar una imagen amplia del régimen legal y de los objetivos de desarrollo del hidrógeno renovable y sus derivados a nivel europeo: definiciones, objetivos, diseño del mercado del hidrógeno, tipos de hidrógeno, criterios y certificación, autorizaciones administrativas, subasta de hidrógeno, antes de concluir con algunas líneas sobre el caso del biometano.

Definiciones

Como primer punto, es importante señalar que el derecho europeo no se refiere al hidrógeno verde (u de otros colores) sino:

- al hidrógeno renovable (producido a partir de energías renovables), y
- al hidrógeno hipocarbónico (bajo en emisiones de gases de efecto invernadero).

¹ Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652.

² Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno, por la que se modifica la Directiva (UE) 2023/1791 y se deroga la Directiva 2009/73/CE.

³ REGLAMENTO (UE) 2024/1735 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de junio de 2024 por el que se establece un marco de medidas para reforzar el ecosistema europeo de fabricación de tecnologías de cero emisiones netas y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1724.

El hidrógeno renovable se define en el artículo 2(36) de la RED III como un “combustible renovable de origen no biológico” (RFNBO por sus siglas en inglés, que usaremos a continuación). Los RFNBO son combustibles líquidos o gaseosos cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa. En consecuencia, incluyen el hidrógeno renovable y a sus derivados gaseosos o líquidos, como el metanol o el amoníaco.

En comparación, el hidrógeno hipocarbónico se define en el artículo 2(11) de Directiva H2 como el “hidrógeno cuyo contenido energético proceda de fuentes no renovables y que se ajuste al umbral de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 70 % en comparación con el combustible fósil de referencia [...]”.

Objetivos

Los objetivos de producción y de importación de RFNBO son ambiciosos. El Plan REPowerEU, publicado por la Comisión Europea en 2022, establece un **objetivo de 10 millones de toneladas de producción nacional de hidrógeno renovable y 10 millones de toneladas de importaciones para 2030**. Esta producción e importación de RFNBO deberán permitir alcanzar los siguientes objetivos con valor legal:

- Llegar a una cuota combinada de biocarburantes y biogás avanzados, así como de RFNBO en el sector del transporte de al menos 1 % en 2025 y 5,5 % en 2030,⁴
- Representar al menos 42 % del hidrógeno utilizado en la industria en 2030, y 60 % en 2035,⁵
- Consumir al menos 2% de combustibles de aviación sostenibles (SAF en inglés), que incluyen biocombustibles y RFNBO, en 2025, y aumentar progresivamente hasta 70% en 2050.⁶

Enfocándose solamente en la producción de hidrógeno renovable en la UE, la Estrategia del hidrógeno de la UE (COM(2020) 301 final) adoptada en 2020 preveía la instalación de al menos 6 GW de electrolizadores y la producción de hasta 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable para 2024. **Para 2030, los objetivos suben hasta al menos 40 GW de electrolizadores** y la producción de las ya mencionadas 10 millones de toneladas.

Diseño del mercado del hidrógeno

La adopción de la Directiva H2 en 2024 sentó las bases de un régimen legal para el gas renovable y el gas y el hidrógeno hipocarbónicos y su integración al sistema gasista europeo. Era especialmente necesario el establecimiento de principios generales para la creación de un mercado del hidrógeno. En lo esencial, **la Directiva H2 somete el hidrógeno renovable e hipocarbónico a las mismas reglas que el gas fósil**, es decir un sistema que aplica las reglas fundamentales de un **mercado de la energía liberalizado**:

- separación entre las actividades de transporte y distribución de hidrógeno y las de producción y suministro,⁷
- principio de acceso de terceros a redes, terminales y almacenamientos de hidrógeno,⁸
- derecho de los clientes a cambiar de suministrador.⁹

⁴ RED III, art. 25 (1) (b).

⁵ RED III, art. 22bis (1).

⁶ Reglamento ReFuelEU Aviation (2023), art. 4 y anexo I.

⁷ Directiva H2, art. 46 y 60.

⁸ Ibid., art. 35-37.

⁹ Ibid., art. 12.

En resumen, los productores de hidrógeno tienen el derecho (bajo condiciones) de acceder a las infraestructuras existentes de transporte, almacenamiento y exportación. Los operadores de estas infraestructuras deben actuar de forma neutral hacia ellos y los suministradores compiten para obtener clientes que tienen el derecho de cambiar de suministrador.

Sin embargo, **durante la fase de transición, la reglamentación es más flexible, porque el mercado del hidrógeno aún no está consolidado.** Por ejemplo:

- los productores de hidrógeno pueden beneficiarse de descuentos tarifarios del 75% al 100% para inyectar hidrógeno renovable o hipocarbónico en redes o en almacenamientos (de gas fósil), al menos hasta 2029,¹⁰
- los Estados Miembros pueden aplicar solamente un régimen de acceso negociado (en lugar de regulado) de terceros a las redes y almacenamientos de hidrógeno hasta finales de 2032,¹¹
- En el caso de terminales de hidrógeno, la regla es la del acceso negociado, y no regulado, sin límite de tiempo.¹²

Otro aspecto clave es la integración horizontal: los actores actuales del sistema gasístico (productores, transportistas, distribuidores, etc.) son los más equipados para volverse productores, transportistas, distribuidores (etc.) de hidrógeno. Se habla entonces de **integración horizontal cuando una misma entidad ejerce en los sectores tanto del gas fósil actual como del hidrógeno renovable o hipocarbónico en desarrollo.** Sobre este asunto, la Directiva H2 permite un cierto nivel de integración entre las actividades de gestor de la red de gas y de la red de hidrógeno en desarrollo, siempre que haya separación legal y contable.¹³

Esta integración horizontal ya aparece a nivel de los Estados Miembros en la práctica. Por ejemplo, **en España, ENAGAS, operador de la red de transporte de gas fósil, está desarrollando infraestructuras de transporte de hidrógeno y hace parte de la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH – ENNOH en inglés y como usaremos a continuación), actualmente en proceso de creación.**¹⁴

Cabe notar que **la fecha de transposición en los Estados Miembros de la Directiva H2 es el 5 de agosto de 2026,¹⁵ y que el Reglamento H2 es aplicable en toda la EU desde el 5 de febrero de 2025.**¹⁶

Tipos de hidrógeno, criterios y certificación

Además de las reglas de organización del sistema europeo, se definieron criterios técnicos y de sostenibilidad para determinar qué hidrógeno se considera renovable o hipocarbónico. Estos aspectos se especificaron en el texto legislativo que ya definió las nociones de hidrógeno renovable e hipocarbónico visto antes, así como en actos delegados de la Comisión Europea para las partes más técnicas. En concreto, la Directiva H2 aplica a los gases renovables,¹⁷ que abarcan el biogás y los RFNBO, los criterios

¹⁰ Reglamento H2, art. 18(1) y (3).

¹¹ Directiva H2, art. 35(4) y 37(2).

¹² Directiva H2, art. 36(1).

¹³ Art. 69, 70 y 75.

¹⁴ Reglamento H2, art. 57. Ver página web de ENNOH.

¹⁵ Art. 94.

¹⁶ Art. 89.

¹⁷ Art. 9(1).

de sostenibilidad y las reglas de certificación de los artículos 29, 29a y 30 de la RED III, propios de los biocombustibles.

En pocas palabras, **los productores (tanto europeos como no-europeos) de RFNBO deben demostrar que su producto logra al menos una reducción del 70% de las emisiones de GEI comparado con la alternativa fósil actual.**¹⁸ En febrero de 2023, la Comisión publicó dos actos delegados para (i) detallar la metodología para calcular la reducción del 70% de GEI,¹⁹ y (ii) especificar las reglas a seguir para considerar el hidrógeno como renovable.²⁰

En este segundo caso, las reglas de producción de los RFNBO contemplan principalmente las de adicionalidad y de correlación temporal y geográfica.²¹ Mucho se ha escrito sobre estos temas y **el objetivo principal es evitar que la producción de RFNBO consuma electricidad renovable que de otra manera iría a la descarbonización del sistema eléctrico o de transporte actual, así como evitar que se utilice electricidad de la red en momentos en que provenga en parte de carbón o gas fósil, lo que resultaría en más emisiones de GEI.**

Estas reglas no son condiciones para poder vender el hidrógeno en la UE, pero sí lo son para que el hidrógeno sea reconocido como renovable, pueda recibir subvenciones y cuente para los objetivos de energías renovables de cada Estado Miembro.

Para demostrar el cumplimiento de la normativa vigente, el productor debe hacer certificar el carácter renovable de su hidrógeno mediante un régimen voluntario reconocido por la Comisión Europea.²² Actualmente hay tres regímenes reconocidos y tres más en proceso.²³

En el caso del hidrógeno hipocarbónico, solo se aplica el requisito de una reducción de emisiones de GEI del 70%. En este caso, la Comisión publicó el 8 de julio de 2025 una propuesta de acto delegado para detallar la metodología de cálculo de la reducción de emisiones del hidrógeno hipocarbónico, pendiente de validación por el Parlamento y el Consejo de la Unión Europea.²⁴

Autorizaciones administrativas

Un aspecto crítico para desarrollar la producción de hidrógeno en España es la obtención de las autorizaciones necesarias para construir y operar las infraestructuras, como electrolizadores, tuberías de transporte, etc. Las demoras en este ámbito son un tema de preocupación aguda y recurrente, por ejemplo, en las instalaciones de generación de energía a partir de fuentes renovables. **La Directiva H2**

¹⁸ RED III, art. 29a(1).

¹⁹ REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1185 DE LA COMISIÓN de 10 de febrero de 2023 que completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo un umbral mínimo para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicable a los combustibles de carbono reciclado y especificando una metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y de los combustibles de carbono reciclado.

²⁰ REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1184 DE LA COMISIÓN de 10 de febrero de 2023 por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo una metodología común de la Unión en la que se definan normas detalladas para la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico.

²¹ Art. 5-7.

²² RED III, art. 30.

²³ Ver European Commission, Voluntary Schemes, https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en

²⁴ COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... of 8.7.2025 supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low- carbon fuels.

establece un plazo máximo de 2 años para las autorizaciones, prorrogable por 1 año adicional en circunstancias extraordinarias.²⁵ Cabe notar que estos plazos se aplican sin perjuicio de las obligaciones de la normativa de la energía o del medioambiente, así como de recursos judiciales.

Además, el derecho europeo incluye plazos para las autorizaciones de construcción y explotación de plantas de producción de tecnologías “net-zero”, por ejemplo: plantas de producción de electrolizadores. El **Reglamento (UE) 2024/1735**, de 13 de junio de 2024, por el que se establece un marco de medidas para reforzar el ecosistema europeo de fabricación de tecnologías de cero emisiones netas (Reglamento Net Zero) **otorga un plazo de 12 a 18 meses para la concesión de autorizaciones para proyectos de fabricación de tecnologías de cero emisiones netas**, según la capacidad de fabricación anual de dicha planta (más o menos de 1 GW/año).²⁶ El Reglamento especifica que estos plazos no incluyen la evaluación de impacto ambiental cuando es necesaria.²⁷ Este Reglamento se aplica desde el 29 de junio de 2024.

Subastas de hidrógeno

La UE ha desplegado distintos mecanismos de financiación para impulsar la investigación, producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno (especialmente de origen renovable). Como ejemplos, podemos mencionar los Important Projects of Common European Interest (IPCEI), el Connecting Europe Facility (CEF), o las subastas del Banco Europeo del Hidrogeno (BEH). Tienen enfoques y modalidades de financiación distintos y soportan diferentes tipos de infraestructura, hasta el punto de que la Corte Europea de Auditores (ECA en inglés) resaltó en 2024 el carácter disperso de estos fondos.²⁸ En el mismo informe, representantes de la industria señalaron que esta estructuración de la financiación pública resulta innecesariamente compleja y dispersa.²⁹

²⁵ Art. 8(5).

²⁶ Art. 9(1).

²⁷ Art. 9(4).

²⁸ Special report 11/2024: The EU’s industrial policy on renewable hydrogen – Legal framework has been mostly adopted – time for a reality check, julio 2024, p. 47.

²⁹ Ibid., p. 49.



Figura 1. Mecanismos de financiación para impulsar la investigación, producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno: Important Projects of Common European Interest (IPCEI), el Connecting Europe Facility (CEF), y las subastas del Banco Europeo del Hidrógeno (BEH)

Entre las herramientas mencionadas, **las subastas del Banco Europeo del Hidrógeno (BEH)**, lanzadas en 2023 por la Comisión Europea, **se enfocan en apoyar la producción de hidrógeno renovable y compensar la diferencia entre el precio de producción y el que los consumidores están dispuestos a pagar**, es decir, principalmente el precio del hidrógeno de origen fósil.³⁰ Dentro del pilar “producción doméstica”, los productores de hidrógeno renovable de la UE solicitan directamente esas ayudas en una subasta para obtener una prima fija por kilogramo de hidrógeno producido, durante hasta 10 años. Se mantuvieron 2 subastas hasta la fecha:

- la primera lanzada a finales de 2023 y resuelta en febrero de 2024 (720 millones €),
- la segunda lanzada a finales de 2024 y resuelta en febrero de 2025 (990 millones €).³¹

Una tercera debería de lanzarse a finales de 2025 (hasta 1000 millones € disponibles).

3.1.2. Políticas y normativa nacional relevantes

España se está demorando en transponer la Directiva europea RED III, cuyo plazo límite (21 de mayo de 2025) ya expiró.³² Para transponer el otro texto clave para el hidrógeno renovable, **la Directiva H2**, España dispone de aproximadamente 1 año, **hasta el 5 de agosto de 2026.**³³ No obstante, desde 2020 se han aprobado planes de desarrollo y medidas legales o reglamentarias para abrir paso al hidrógeno renovable. **A día de hoy, aún falta un marco legal completo**, pese a las altas ambiciones del Gobierno y a varios proyectos normativos en consulta pública.

³⁰ COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS on the European Hydrogen Bank, COM/2023/156 final.

³¹ European Commission, European Hydrogen Bank, https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/european-hydrogen-bank_en

³² Art. 5.

³³ Art. 94.

Definiciones

El **Real Decreto 376/2022**, adoptado el 17 de mayo, constituyó un primer avance en la legislación del hidrógeno renovable en España al definir los **RFNBO, así como el gas renovable**. Así, define los “combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico” (RFNBO) como “combustibles líquidos o gaseosos que se utilizan en el sector del transporte distintos de los biocarburantes y el biogás, y cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa”.³⁴ En complemento, el “gas renovable” se define como el “gas combustible procedente de fuentes renovables, aplicable al hidrógeno renovable, al biogás y a cualquier otro gas de origen renovable que se determine por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía”.³⁵ **Los RFNBO forman parte de los gases renovables, aunque no de manera explícita.**

El marco jurídico español también define en la **Orden TED/728/2024, de 15 de julio**, la noción de “**otros combustibles renovables**”.³⁶ Son el biogás, los RFNBO, los SAF y los “combustibles sostenibles marítimos”. Más recientemente, la **Circular 2/2025**, de 9 de abril, de la CNMC, definió los “**otros gases**”, una noción ampliamente utilizada en algunos textos legales.³⁷ Son los “gases que cumplan los requisitos que marque la normativa vigente para poder ser inyectados en la red de gas natural, diferentes del gas natural de origen fósil y que pueden requerir o no mezcla con el propio gas que circula por la red a la que se inyecten”, en resumen, los **gases inyectables en la red sin ser gas natural**.

A diferencia del derecho europeo, **España aún no ha definido legalmente los combustibles hipocarbónicos, aunque el gobierno español ha elaborado, mediante una consulta pública, una propuesta de Real Decreto “de fomento de combustibles renovables” desde julio hasta septiembre de 2025.**³⁸ **Ese texto tiene como objetivo central transponer la REDIII en materia de transporte.** Introduce nuevas definiciones y modifica varias existentes, tales y como “biogas”, “biolíquidos”, SAF, “Combustibles de aviación sintéticos”, “Combustibles de aviación sintéticos hipocarbónicos”, “Combustibles hipocarbónicos”, “Combustibles renovables”, RFNBO, “Hidrógeno hipocarbónico” y “Gas renovable”.³⁹

Si el texto se adopta en los mismos términos que actualmente, entonces RFNBO se entenderá como “los combustibles líquidos o gaseosos cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa”, y combustibles hipocarbónicos como “los combustibles de carbono reciclado según se definen en el artículo 2.18 de este real decreto, el hidrógeno hipocarbónico y los combustibles líquidos y gaseosos sintéticos cuyo contenido energético proceda del hidrógeno hipocarbónico y que se ajusten al umbral de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 70% en comparación con el combustible fósil de referencia para los [RFNBO]”.

Cabe añadir que el hidrógeno hipocarbónico se define como “hidrógeno cuyo contenido energético proceda de fuentes no renovables y que se ajuste al umbral de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 70 por ciento en relación con el comparador fósil de referencia”. Igualmente, la

³⁴ Art. 2(10).

³⁵ Art. 2(22).

³⁶ Art. 3(1)(i).

³⁷ Art. 3(j).

³⁸ MITECO, Audiencia e información pública del proyecto de Real Decreto de fomento de los combustibles renovables, <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2025/detalle-participacion-publica-k-764.html>

³⁹ Art. 3.

nueva definición de gases renovables es la misma que la del Real Decreto 376/2022, salvo que menciona su aplicabilidad a los RFNBO en lugar del hidrógeno renovable.

La rápida adopción de la propuesta de Real Decreto para la transposición de la RED III es clave para consolidar la incipiente regulación del hidrógeno en España. A pesar de ello, el proyecto especifica que entrará en vigor únicamente el 1 de enero de 2027.⁴⁰

Objetivos

La adopción de la Hoja de Ruta del Hidrógeno en octubre de 2020 marcó un gran hito en las perspectivas de desarrollo del sector, y así se interpretó en la literatura científica al respecto.⁴¹ El documento de política pública contiene numerosas medidas enfocadas en proveer al sector del hidrógeno renovable con un marco jurídico detallado y funcional. A continuación, resaltamos las más relevantes aquí:

- Medida 1: revisar la clasificación como actividad industrial de la producción de hidrógeno renovable in situ en las estaciones de servicio,
- Medida 2: analizar los procedimientos para la tramitación de la operación y ejecución de instalaciones de producción de hidrógeno verde a pequeña escala y evaluar su simplificación sin menoscabar la protección medioambiental,
- Medida 3: simplificar el despliegue de líneas directas de electricidad dedicadas a la producción de hidrógeno renovable y de los hidroductos que transporten hidrógeno renovable,
- Medida 4: establecer un sistema de Garantías de Origen de hidrógeno renovable,
- Medida 5: usar la fiscalidad verde para incentivar el hidrógeno renovable frente al hidrógeno de otras fuentes.

Otras medidas tienen un enfoque más sectorial, pero sin duda relevante:

- Medida 17: desarrollar una legislación específica para hidrogeneras con requisitos administrativos concretos,
- Medida 27: establecer una base legal para las plantas energéticas de Power-to-X (P2X) y los electrolizadores,
- Medida 28: aclarar el marco operacional para que los electrolizadores participen en los servicios de ajuste (un punto clave no solamente para el hidrógeno renovable, pero también para la integración de más energía renovable en el sistema eléctrico),
- Medida 30: revisar los aspectos técnicos, regulatorios y de calidad de los gases necesarios para la inyección y el uso de hidrógeno en la red de gas natural. Se trata del tema del “*blending*”.

Finalmente, la medida 46 de la Hoja de Ruta prevé actualizarla cada 3 años. Cabe notar que hasta agosto de 2025 no se ha revisado. Sería importante proceder a esa revisión, dado los grandes cambios que el sector del hidrógeno renovable ha conocido desde 2020 y el desarrollo legal tanto europeo como nacional desde entonces.

En cuanto a los objetivos cifrados, han sido actualizados y alzados en el PNIEC 2023-2030, apuntando a una potencia instalada de electrolizadores de 12 GW para 2030,⁴² frente a los 4 GW de la Hoja de Ruta.

⁴⁰ Disposición final sexta.

⁴¹ J. Pinto, “The Key Tenets of a Hydrogen Strategy: An Analysis and Comparison of the Hydrogen Strategies of the EU, Germany and Spain”, *Global Energy Law and Sustainability*, 4 (1-2), 2023, pp. 87-92.

⁴² MITECO, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, pp. 23-24 <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>

El PNIEC también fija una cuota de RFNBO del 11,61% en transportes, y una cuota del 74% de RFNBO en la industria.⁴³ Ambos objetivos para 2030 son significativamente más altos tanto que los de la Hoja de ruta como de los objetivos europeos. Más aún, en su medida 1.16 dedicada al desarrollo del hidrógeno renovable, el PNIEC apuesta por la creación de un marco normativo nacional vía transposición de la normativa europea y por la simplificación administrativa y la eliminación de barreras regulatorias.⁴⁴

A nivel legislativo también se incluyeron objetivos cuantificados. La ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, dispone que para cumplir el PNIEC,⁴⁵ el gobierno puede establecer:

- (a) objetivos anuales de penetración de los gases renovables en la venta o consumo de gas natural,
- (b) un sistema de certificación,
- (c) regulaciones que favorezcan el uso industrial directo de los gases o su empleo para soluciones de movilidad, así como la inyección de dichos gases renovables en la red de gas natural.

Esos objetivos pueden tener un alcance mayor al abarcar varios sectores de uso final, como la industria y los transportes. En cuanto a los transportes, la ley obliga al gobierno a establecer objetivos anuales de integración de energías renovables y de suministro de combustibles alternativos en el sector con especial énfasis en los biocarburantes avanzados y los RFNBO.⁴⁶



Figura 2. Hoja de ruta del hidrógeno y Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

El gobierno está cumpliendo con su obligación de definir objetivos sectoriales, al menos para el transporte, con la propuesta de Real Decreto de transposición de la RED III. El principal de ellos fija un objetivo de 2.5% de RFNBO consumidos en los transportes en 2030.⁴⁷ En el caso más específico, todavía del sector aéreo, se deberá consumir al menos 2% de SAF del 1 de enero de 2025 al 31 de diciembre de 2029, y 6% a partir del 1 de enero de 2030.⁴⁸

Diseño del mercado del hidrógeno

⁴³ p. 67.

⁴⁴ pp. 175-177.

⁴⁵ Art. 12(2).

⁴⁶ Art. 13.

⁴⁷ Art. 10(2)(a).

⁴⁸ Art 5.

En 2022, antes de la adopción de la Directiva H2, el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, ya introdujo cambios en materia de acceso de terceros a redes de gas renovable. El texto aclara que para la construcción de canalizaciones aisladas (no conectadas al sistema gasista) de gas renovable, se aplica la regla del acceso negociado de terceros “con base en principios de transparencia, objetividad y no discriminación, de forma que se asegure una rentabilidad razonable al titular, conforme a una empresa eficiente y bien gestionada, estableciendo la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, si se considerase oportuno, los criterios de acceso”. También especifica que se podrá reservar “una parte de la capacidad de la conducción para aquellos centros de producción de gases renovables que se construyan simultáneamente con la canalización o durante los tres años siguientes”.⁴⁹ Hay más elementos que evolucionaron desde el 2022 en cuanto a las reglas de conexión a la red existente de gas natural, pero están más vinculados al asunto de las autorizaciones administrativas, desarrolladas más abajo.

Para disponer de un diseño completo del mercado del hidrógeno, será necesario transponer la Directiva H2 en el derecho interno español. De momento, solo se realizó una consulta pública previa sobre esa transposición, de septiembre a octubre de 2024.⁵⁰ El texto explicativo de la consulta detalla que se va a revisar la ley 34/1998, de 7 de octubre, de 1998, del sector de hidrocarburos, así como al menos 5 Reales Decretos que regulan el mercado actual del gas natural, su transporte, distribución, comercialización, el acceso de tercero, etc.

Tipos de hidrógeno, criterios y certificación

A pesar de no haber todavía transpuesto la Directiva RED III, el poder ejecutivo empezó a actuar desde 2022 para integrar el hidrógeno, y especialmente los RFNBO, en el sistema de certificación de su sostenibilidad. El **Real Decreto 376/2022 dispone que el uso de RFNBO deberá permitir una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de su utilización para el transporte de un 70% respecto de la opción fósil actual, y que dicha reducción se aplicará desde el 1 de enero de 2021.**⁵¹ Además, los **requisitos de verificación del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad se aplican a los RFNBO.**⁵² El Real Decreto también estableció un **sistema de garantías de origen (GdO)** de gases renovables, desarrollado en la Orden TED/1026/2022 para los aspectos técnicos. Como resultado, **el MITECO enuncia que se expedirán GdO para cualquier gas producido a partir de fuentes renovables, incluido el hidrógeno renovable, y que esto se aplicará a cualquier logística de producción, incluida su inyección en el sistema gasista o “blending”.**⁵³

La orden de 2022 es modificada por la Orden TED/728/2024, de 15 de julio, que desarrolla el marco legal del fomento de los combustibles renovables. Por ejemplo, detalla los certificados tipo E (CTE) que acrediten las ventas o consumos de RFNBO en territorio español y que cumplan con los criterios establecidos (esencialmente, su origen renovable no biológico y el ahorro de al menos el 70% de

⁴⁹ Disposición final cuarta, punto seis, párrafo 4.

⁵⁰ MITECO, Consulta pública previa sobre la transposición de la Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno y la actualización de la normativa sectorial relativa a los hidrocarburos líquidos y gaseosos, <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2024/detalle-participacion-publica-k-703.html>

⁵¹ Art. 7(2).

⁵² Art. 8(2).

⁵³ MITECO, Energía, Hidrógeno, Políticas y legislación <https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/politicas-legislacion.html>

emisiones de gases de efecto invernadero).⁵⁴ **Cada tonelada de RFNBO así acreditada y consumida en el sector de los transportes a partir del 2025 equivale a 2 CTE**, incentivando así su uso.⁵⁵ Se incentiva también la venta y el consumo de SAF y de combustible marítimo sostenible, pero solamente con un valor equivalente a 1.2 veces su contenido energético, y no el doble como en el caso anterior.⁵⁶

Ahora bien, **ese marco jurídico está a punto de cambiar de nuevo, con la propuesta de Real Decreto de transposición RED III actualmente en consulta**. Si se adopta la redacción actual, reformaría el sistema de criterios de sostenibilidad y de GdO. Armonizaría el régimen de criterios de sostenibilidad para RFNBO en la RED III, así como los actos delegados 2023/1184 y 2023/1185.⁵⁷ El título VI detallaría el nuevo régimen de GdO, y se aplicaría a los gases renovables e hipocarbónicos, pero la lógica sigue siendo la misma que en el sistema actual. Como se indicó anteriormente, el proyecto de Real Decreto solo entraría en vigor el 1 de enero de 2027.

Autorizaciones administrativas

Aclarar y facilitar el régimen de autorizaciones aplicables al ecosistema del hidrógeno renovable es clave para permitir su desarrollo. Aunque aún falta un marco adecuado (se vuelve sobre este punto al final del apartado), el legislador actuó desde 2022 para facilitar las autorizaciones para ciertas construcciones y conexiones.

Primero, el **Real Decreto-ley 6/2022 considera la construcción de líneas aisladas de gas para el suministro de gas renovable como actividad de interés general y especifica el procedimiento aplicable para la autorización de dichas infraestructuras**. Cabe notar que la tramitación de estas canalizaciones aisladas corresponde al órgano competente de la comunidad autónoma por donde discurren, salvo que atraviesen más de una comunidad autónoma, en cuyo caso la autorización corresponderá a la Administración General del Estado.⁵⁸

Segundo, el **Real Decreto-ley 14/2022 facilita la autorización de líneas directas, como las conexiones para la inyección de gases renovables**. Efectivamente, modifica la ley de hidrocarburos del 1998 para eximir todas las líneas directas de la necesidad de ser autorizadas, sin más requisitos que los relativos al cumplimiento de las disposiciones técnicas y de seguridad y medioambientales.⁵⁹ **Esa medida reduce el número de autorizaciones a obtener y abarca explícitamente las líneas directas de conexión de una planta de producción de gases renovables con el sistema gasista destinada a la inyección de gas en él, lo que favorece el *blending***. Además, el artículo 34 del Real Decreto-ley dispone que las modificaciones de las posiciones de conexión para adaptarlas a la inyección de gases renovables en la red tienen carácter de modificación menor y pueden tramitarse sin necesidad de autorización administrativa ni de aprobación del proyecto de ejecución.

⁵⁴ Art. 6(1)(f).

⁵⁵ Art. 12(1).

⁵⁶ Art. 12(3).

⁵⁷ Art. 28 de la propuesta de RD.

⁵⁸ Disposición final cuarta, punto seis, párrafo 4.

⁵⁹ Disposición final decimoprimera.

Tercero, el Real Decreto-ley 18/2022 declara de utilidad pública las líneas directas de conexión uniendo las plantas de producción de gases renovables con el sistema gasista destinada a la inyección de gas, favoreciendo nuevamente el *blending*⁶⁰

Cuarto, el Real Decreto 445/2023 modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, sometiendo a evaluación ambiental simplificada las instalaciones industriales para la producción de hidrógeno electrolítico, fotoelectrolítico o fotocatalítico a partir de fuentes renovables, en otras palabras, los **electrolizadores**.⁶¹ Es la primera medida que no se enfoca únicamente en redes (aisladas o directas) y en su conexión a la red gasista, sino que simplifica la autorización ambiental para la producción de hidrógeno renovable.

Quinto, la **Circular 2/2025**, de 9 de abril, de la CNMC, empieza ya a transponer las disposiciones de la Directiva H2 al actualizar y adaptar las condiciones de conexión y acceso y asignación de capacidad en el sector gasista para los gases renovables e hipocarbónicos. Sin entrar a detalles, esta circular ofrece **claridad jurídica para conectar la producción de hidrógeno con las redes de gas, facilitando, por ejemplo, el *blending* mediante el** establecimiento de criterios para organizar las solicitudes de conexión cuando superan la capacidad disponible.⁶²

Sexto y finalmente, la **Resolución de 13 de junio de 2025 de la CNMC aprueba el procedimiento de gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de las plantas de producción de otros gases (incluyendo los gases renovables e hipocarbónicos) con la red de transporte o distribución de gas**. Es la documentación técnica específica derivada de la Circular 2/2025.

Aparece entonces que hubo actividad legal y regulatoria para avanzar sobre la facilitación del régimen de autorizaciones administrativas para el hidrógeno renovable (e hipocarbónico). A pesar de ello, numerosas de las carencias subrayadas en informes especializados todavía no han sido resueltas. De hecho, en 2023, un informe muy detallado de la Asociación Española del hidrógeno (AeH2) ofreció una lista de carencias en el tratamiento regulatorio del hidrógeno renovable y propuso recomendaciones, de las cuales retomamos aquí las que todavía parecen necesarias.⁶³ **La principal barrera para la producción de hidrógeno renovable es que se clasifica como actividad industrial, en concreto como industria química, lo que implica autorizaciones muy exigentes y restringe la construcción de electrolizadores en suelos no calificados como industriales.**⁶⁴ Dificulta la construcción cerca de plantas de energía renovable, o de puntos de consumo distribuidos, como estaciones de servicio ubicadas en suelo urbano. En consecuencia, la AeH2 recomendó:

- modificar la ley y adoptar un régimen jurídico que distingue el uso energético del hidrógeno del industrial,
- eliminar las barreras de producción *in situ*, y

⁶⁰ Art. 13.

⁶¹ Anexo II, Grupo 6, i).

⁶² Art. 14.

⁶³ AeH2, ESTUDIO SOBRE EL TRATAMIENTO REGULATORIO DE LOS PROYECTOS QUE INCORPORAN TECNOLOGÍAS DEL HIDRÓGENO, Feb 2023, <https://aeh2.org/documentacion/#25-15-documentos>

⁶⁴ Pp. 66-67.

- crear procedimientos simplificados para la producción de hidrógeno, con diferentes versiones según la cantidad y el uso de dicha producción.⁶⁵

El documento recorre otras barreras y recomendaciones sobre el almacenamiento de hidrógeno, así como su transporte (por tubería, carretera o barco) y su distribución a través de hidrogeneras, enfocándose principalmente en pedir un **marco actualizado completo y simplificado, especialmente para las redes, el almacenamiento geológico, y las hidrogeneras.**⁶⁶

Para cerrar sobre el tema de las autorizaciones haciendo hincapié sobre el tema del *blending* que salió varias veces, notaremos que, en la literatura del sector, **se pide subir el umbral de inyección del hidrógeno en las redes de distribución de gas natural del 5% actual hasta el 20%**, un límite que está actualmente usado en otros países de la UE y que parece no tener impedimento técnico mayor.⁶⁷

Subastas de hidrógeno

España ha sido exitosa en las subastas del BEH (presentadas en la sección previa). En la primera, 3 de los 7 proyectos seleccionados por la Comisión Europea fueron españoles.⁶⁸ En la segunda, los proyectos españoles representaron 8 de los 15 seleccionados, siendo España el mayor país beneficiario.⁶⁹ En conjunto, estos proyectos podrían representar más de 1 GW de electrolizadores instalados si se ejecutan.

En abril de 2025, la Comisión Europea autoriza España a dedicar hasta 400 millones € a la producción de hidrógeno renovable, otorgables a los proyectos que han sido previamente seleccionados en la segunda subasta del BEH, pero que no han podido ser financiados por falta de fondos.⁷⁰

Más allá del BEH, España ha canalizado alrededor de **3.000 millones € de su Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) hacia el hidrógeno renovable**. Esos fondos y sus objetivos son detallados en el componente 9 del PRTR dedicado al hidrógeno renovable⁷¹ y en el componente 31 dedicado al REPowerEU,⁷² con una parte específica para ese gas. **Esos fondos financiaron subvenciones otorgadas a través de los programas H2 Pioneros, H2 Cadena de Valor, H2 Valles y los IPCEI Hy2Tech, Hy2Use y Hy2Move.**

Más allá de este ciclo de subvenciones que está llegando a su fin, el apoyo futuro a la producción y el uso de hidrógeno renovable tendrá que venir del nuevo mercado del hidrógeno y de sus instrumentos. De momento, ya existe (y se debería mejorar pronto con la adopción de la propuesta de Real Decreto sobre la transposición de la RED III) **el sistema de garantías de origen para el hidrógeno renovable, lo que**

⁶⁵ p. 68.

⁶⁶ Ver pp. 69-80.

⁶⁷ Javier Contreras García, “Un paquete de propuestas regulatorias concretas para alinear la ambición con el potencial de España en gases renovables”, Cuadernos de Energía 78, Noviembre 2024, pp. 105-107, p. 107.

⁶⁸ MITECO, La UE autoriza a España a dedicar hasta 400 millones a la producción de H2 renovable dentro del esquema de subastas del Banco Europeo de Hidrógeno, 15 abril 2025, <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/abril/la-ue-autoriza-a-espana-a-dedicar-hasta-400-millones-a-la-produc.html>

⁶⁹ MITECO, España domina la segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno con más de la mitad de los proyectos elegidos por la Comisión Europea, 20 mayo 2025, <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/mayo/espana-domina-la-segunda-subasta-del-banco-europeo-del-hidrogeno.html>

⁷⁰ MITECO, La UE autoriza a España a dedicar hasta 400 millones... (cf. supra).

⁷¹ Gobierno de España, PRTR, Componente 9: Hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial, <https://planderecuperacion.gob.es/politicas-y-componentes/componente-9-hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable-y-su-integracion>

⁷² Gobierno de España, PRTR, Componente 31: REPowerEU, <https://planderecuperacion.gob.es/politicas-y-componentes/componente-31-repowereu>

permite obtener un *premium* en la venta. A medio y largo plazo, está previsto, según la Hoja de Ruta del Hidrógeno, replantear la fiscalidad verde para favorecer el hidrógeno renovable.⁷³ Sobre este tema, la Aeh2 repasó el tratamiento fiscal del hidrógeno verde y concluyó que se encontraba en una fase muy temprana de desarrollo, caracterizada por la aplicación de exenciones e incentivos puntuales. Sin embargo, consideraba que el desarrollo y adaptación de la fiscalidad verde favorecerían el hidrógeno renovable comparado con el hidrógeno de origen fósil.⁷⁴

3.1.3. Políticas y normativa regional

Las políticas y la normativa autonómicas en materia de hidrógeno renovable vienen de manera complementaria a las políticas y normativa nacional, debido al reparto de competencias. A consecuencia, no todas las secciones anteriores aplican aquí. Por ejemplo, no hacen falta desarrollos sobre las definiciones legales (del hidrógeno renovable), sobre el diseño del mercado o sobre los tipos de hidrógeno. A contrario, **son muy relevantes los objetivos regionales y las autorizaciones administrativas, y hasta cierto punto, la financiación.**

Objetivos

En junio de 2021, se aprobó el **Plan Extremeño Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PEIEC)**, un instrumento de planificación de la transición energética de la región, que desglosa y adapta el PNIEC al nivel de Extremadura. **El documento integra el hidrógeno renovable tanto en los objetivos del PEIEC como en sus medidas. El enfoque principal de su integración es el uso en transporte (en especial en vehículos terrestres) y en el sector industrial.** En este último caso, el PEIEC considera el hidrógeno como **vector energético de almacenamiento para aprovechar los excedentes de electricidad de origen renovable** y no tanto para descarbonizar industrias difíciles de descarbonizar.⁷⁵ Ahora bien, **el PEIEC no fija metas de instalación de electrolizadores ni de producción de hidrógeno renovable**, “dado que su viabilidad económica y técnica aún es incipiente”.⁷⁶ Pero a medio plazo, prevé promover el hidrógeno renovable como parte de los gases renovables.⁷⁷ Entre tanto, la Junta de Extremadura se compromete a crear la Mesa del Hidrógeno Verde de Extremadura.⁷⁸

⁷³ En su medida 5.

⁷⁴ AeH2 (cf. supra), SECCIÓN 2: RESULTADOS DEL GRUPO DE TRABAJO DE REGULACIÓN ECONÓMICO, pp. 64-65.

⁷⁵ Pp. 113, 121, 128.

⁷⁶ p. 120.

⁷⁷ Pp. 122, 127.

⁷⁸ p. 128.

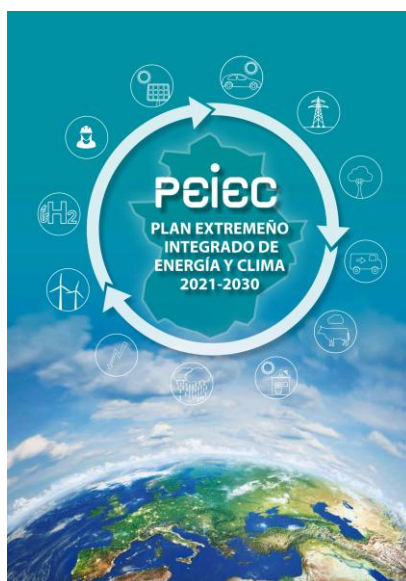


Figura 3. Plan Extremeño Integrado de energía y clima 2021-2030.

Esa Mesa se constituyó en septiembre de 2021. Se describe como un órgano multidisciplinar que integra entidades públicas y privadas, así como personalidades del ámbito de la investigación, para atraer y localizar la cadena de valor del hidrógeno verde en la región.⁷⁹

En marzo de 2023, la entonces consejera para la Transición Ecológica y Sostenibilidad de la Junta anunció que consideraría un potencial de 3 GW de capacidad de producción de hidrógeno renovable instalada para 2030, durante una reunión de la Mesa.⁸⁰ Representaría el 20% del hidrógeno renovable producido a nivel nacional. Se marca también una inflexión en los sectores de consumo, esta vez apuntando a la “descarbonización de grandes industrias regionales de difícil electrificación, como la fabricación de vidrio, cemento o siderurgia”.

En mayo de 2025 y como iniciativa del sector empresarial energético de la región, se anunció la creación de una Mesa del hidrógeno para trabajar en un “Plan Estratégico del Hidrógeno Verde”.⁸¹ El objetivo es proponer medidas de enfoque normativo, de atracción de inversiones y de ejecución de proyectos.⁸²

Cabe mencionar que Extremadura no está en este aspecto en peor posición que otras regiones españolas. Por ejemplo, Andalucía, comunidad autónoma con gran potencial y varios proyectos de hidrógeno renovable, no cuenta con un desarrollo legal o de políticas marcadamente más avanzado. Según un análisis de 2023, consideraba el hidrógeno como una línea estratégica de su Estrategia Energética de

⁷⁹ Javier López de Benito, “La Mesa del Hidrógeno Verde en Extremadura ya es una realidad”, 28 septiembre 2021, <https://hidrogeno-verde.es/nueva-mesa-del-hidrogeno-verde-en-extremadura/>

⁸⁰ Junta Ex, “Olga García alienta a construir en Extremadura un ecosistema industrial productor y distribuidor de hidrógeno verde”, 7 marzo 2023, <https://www.juntaex.es/w/olga-garcia-alienta-a-construir-en-extremadura-un-ecosistema-industrial-productor-y-distribuidor-de-hidrogeno-verde?inheretRedirect=true>

⁸¹ “Extremadura quiere tener en cuatro meses un plan estratégico del hidrógeno verde”, El Periódico Extremadura, 25 mayo 2025, <https://www.elperiodicoextremadura.com/extremadura/2025/05/25/extremadura-plan-hidrogeno-verde-empresas-117797834.html>

⁸² “El Clúster de la Energía de Extremadura promueve la Mesa de Hidrógeno en la región para impulsar su desarrollo” 11 junio 2025, <https://energiaextremadura.com/2025/06/11/el-cluster-de-la-energia-de-extremadura-promueve-la-mesa-de-hidrogeno-en-la-region-para-impulsar-su-desarrollo/>

Andalucía 2030, y lo integraba también en sus Directrices Energéticas de Andalucía, Horizonte 2030, de 2021.⁸³ También había lanzado El Clúster Andaluz del Hidrógeno, La Mesa del Hidrógeno de Andalucía y la Alianza Andaluza del Hidrógeno Verde (pero no se indaga aquí si esa profusión de iniciativas es más eficiente).⁸⁴ Eso sí, la Junta de Andalucía parece estar más avanzada en la elaboración de su hoja de ruta del hidrógeno renovable que Extremadura.⁸⁵ En todo caso, vista la rápida evolución del sector del hidrógeno en los últimos años, la Junta de Extremadura podría actualizar el PEIEC o al menos redactar una hoja de ruta del hidrógeno para actualizar los objetivos y medidas previstas.

A modo de punto final de este apartado, **el hidrógeno renovable también se incluyó en la Estrategia de Investigación e Innovación para la Especialización Inteligente de Extremadura durante el periodo 2021 – 2027 (RIS3 Extremadura), presentada en 2022.**⁸⁶ Se le considera como sector de investigación, por ejemplo, para el almacenamiento de energía.⁸⁷

Autorizaciones administrativas

Tratándose de las autorizaciones administrativas a nivel regional para el ecosistema del hidrógeno renovable, existen dos normas regionales de gran relevancia.

La primera es el **Decreto-ley 1/2023**, de 11 de enero, que **declara de interés general la producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica procedente de instalaciones aisladas de generación de energías renovables en Extremadura**. El artículo 1 declara el interés general y permite la expropiación forzosa del suelo si fuese necesario,⁸⁸ tanto para el electrolizador como para las plantas de producción de energía renovable aisladas vinculadas, sus infraestructuras auxiliares y las servidumbres de paso para vías de acceso y canalizaciones en los casos en que sea necesario. Además, permite la construcción, modificación, ampliación y explotación del **electrolizador sin ningún tipo de autorización administrativa**, a excepción de las pertenecientes a la normativa de seguridad industrial, ambiental, urbanística, y demás que resulte de aplicación.⁸⁹ Esas autorizaciones que siguen siendo necesarias se tramitarán por los **procedimientos de urgencia**. El Decreto-ley especifica que las líneas directas de conexión del electrolizador hasta el sistema gasista para *blending* tienen que atenderse a la legislación estatal en la materia. En este caso, se tiene que referir a los actos reglamentarios nacionales 14/2022 y 18/2022, vistos en la sección previa. Permiten que estas líneas directas de gas sean consideradas de utilidad pública, y que solo necesiten las autorizaciones técnicas y de seguridad y medioambientales.

La segunda es el **Real Decreto 445/2023**, de 13 de junio, también comentado anteriormente, que somete a evaluación ambiental simplificada a los proyectos de generación de hidrógeno electrolítico, autorizados por las Comunidades Autónomas.

⁸³ Íñigo del Guayo Castiella, Lorenzo Mellado Ruiz, José Antonio Redondo, "UNA BREVE INTRODUCCIÓN A LOS RETOS REGULATORIOS DEL HIDRÓGENO Y OTROS GASES RENOVABLES EN LA UNIÓN EUROPEA, ESPAÑA Y ANDALUCÍA", en Íñigo del Guayo Castiella, Lorenzo Mellado Ruiz, Retos regulatorios de los gases renovables en la economía circular (Marcial Pons, 2023), pp. 14-15.

⁸⁴ Ibid., p. 16.

⁸⁵ Junta de Andalucía, Elaborada la hoja de ruta para situar a Andalucía como región referente en hidrógeno verde, 13 febrero 2024, <https://www.juntadeandalucia.es/organismos/consejo/sesion/detalle/479467.html>

⁸⁶ RIS3 Extremadura: Estrategia de Investigación e Innovación para la Especialización Inteligente de Extremadura durante el periodo 2021 – 2027 <https://www.ris3extremadura.es/que-es-la-ris3-extremadura-2027/>

⁸⁷ Ver pp. 36, 55, 57 y 118.

⁸⁸ En el art. 3.

⁸⁹ Art. 2.

Esos elementos de marco jurídico derogatorio a favor del hidrógeno renovable se aplican al régimen existente de autorizaciones de urbanismo y de medio ambiente, ambos casos en los cuales el nivel regional es de importancia. **En el caso de las autorizaciones de urbanismo, la legislación central es la ley 11/2018**, de 21 de diciembre, de ordenación territorial y urbanística sostenible de Extremadura. Define las clasificaciones posibles del suelo: urbano, urbanizable, y rústico.⁹⁰

Electrolizadores y sus infraestructuras podrían caber en cada una de las 3 opciones, según el tipo de instalación y la clasificación en los Planes Generales Municipales. En principio, los suelos rústicos no están hechos para construir, pero existen excepciones, según el tipo de instalación y su finalidad. Se permiten las nuevas construcciones si son aisladas, adecuadas para su uso y pueden destinarse a uso industrial.⁹¹ **La producción de hidrógeno renovable** (y sus instalaciones relacionadas, tanto de producción de electricidad como de evacuación de gas) **podría tener lugar en suelo rústico como actividades autorizables, si su uso se declara reglamentariamente vinculado a la economía verde y circular y la ubicación en suelo rústico es necesaria por sus especiales condiciones y características.**⁹² En este caso, el promotor debe obtener una “calificación rústica”, un acto administrativo entregado por la Junta de Extremadura en el caso que la instalación necesite una Evaluación de Impacto Ambiental, tanto ordinaria como simplificada, que es el caso.⁹³ Al final, se ejerce el control municipal mediante el procedimiento de licencia.⁹⁴

También cabe notar que la **ley 11/2018 ofrece un régimen especial para Proyectos de Interés Regional.**⁹⁵ Estos proyectos pueden ubicarse en cualquier clase de suelo y abarcar terrenos situados en uno o varios términos municipales, con excepción del suelo no urbanizable protegido que tenga algún tipo de protección especial o posea valores ambientales incompatibles. Con el antes visto Decreto-ley 1/2023, puede considerarse aplicable ese régimen, lo que facilita aún más la cuestión de la clasificación del suelo.

Para la parte de **autorización medioambiental, la legislación vigente es la Ley 16/2015**, de 23 de abril, de protección ambiental de la Comunidad Autónoma de Extremadura. Esa ley ya se aplicó cuando se autorizó en agosto de 2024 a la planta de producción de gas natural renovable de Miajadas (provincia de Cáceres).⁹⁶ Como ya se aplica un procedimiento simplificado y los proyectos están declarados de interés general, hay poco margen para simplificar más.

Financiación

La parte de financiación no cabe tanto en las manos de las instituciones autonómicas. Pero ciertas comunidades, como Andalucía y Valencia otorgan sus propias ayudas al sector del hidrógeno, con

⁹⁰ Art. 6.

⁹¹ Art. 66(1).

⁹² Aplicando los art. 67(1) y (5).

⁹³ Art. 69(1) y (4).

⁹⁴ Art. 68(3).

⁹⁵ Art. 35.

⁹⁶ RESOLUCIÓN de 21 de agosto de 2024, de la Dirección General de Sostenibilidad, en el procedimiento de autorización ambiental integrada del proyecto de planta de producción de gas natural renovable para su inyección en la red gasista, promovido por Turn2x Asset CO II Extremadura, SLU, en el término municipal de Miajadas, Diario Oficial de Extremadura, num. 171, 3 septiembre 2024, <https://doe.juntaex.es/otrosFormatos/html.php?xml=2024062782&anio=2024&doe=17100>

presupuestos de decenas de millones de euros.⁹⁷ Si así lo desea, la Junta de Extremadura podría indagar en esta dirección. Otra opción relacionada con el aspecto financiero es el de los impuestos que cobra la Comunidad, donde se podría ofrecer descuentos.

3.1.4. Políticas y normativa local

El nivel municipal es el que a priori tiene menos competencia y relevancia para apoyar al sector del hidrógeno renovable, pero puede influir en dos aspectos clave. En la planificación urbana, puede elaborar un **Plan General Municipal que facilite el despliegue de instalaciones de producción, transporte, distribución y suministro de hidrógeno y sus derivados**. De manera más indirecta pero tal vez más crítica, en el tema de la **aceptación social**, es la escala local la que prima. **Aquí, los ayuntamientos podrían facilitar la información y la participación del público.**

3.2. Biometano

3.2.1. Políticas y normativa europea relevantes

Se traen a colación unas líneas sobre el régimen legal en la UE respecto del biometano, procedente de la purificación del biogás, lo que permite su inyección directa en las redes existentes de gas.

El Plan REPowerEU de 2022 estableció como objetivo la producción anual de 35 bcm (billion cubic meters) a partir del año 2030, contribuyendo a reducir la dependencia de gas procedente de la Federación de Rusia.⁹⁸

El biometano aparece en varias ocasiones en la Directiva RED III, pero no está definido y, principalmente, se utiliza para fijar objetivos cifrados y detallados.⁹⁹ En comparación, **el biogás se define como el conjunto de “combustibles gaseosos producidos a partir de biomasa”**.¹⁰⁰ Se encuentran más elementos en la Directiva H2, en la que el biometano figura **en las definiciones tanto del gas natural como del gas renovable**. En la primera, se especifica que el gas natural es “compuesto principalmente de metano, incluido el biometano, u otros tipos de gases que técnicamente puedan ser inyectados de manera segura en el sistema de gas natural [...]” (énfasis añadido).¹⁰¹ En la segunda, se define el gas renovable como “el biogás, [...] incluido el biogás refinado en biometano y los [RFNBOs]” (énfasis añadido).¹⁰²

Lógicamente, por su proximidad física al gas natural y su origen renovable, el biometano se encuentra en una situación en el derecho europeo en la que no requiere un gran desarrollo regulatorio, a diferencia del hidrógeno. Efectivamente, **ya se le pueden aplicar las reglas del mercado del gas natural, y lo único**

⁹⁷ Jaime Navarro, La Junta destinará 400 millones en ayudas para impulsar la industria andaluza, Cadena SER, 21 marzo 2025 <https://cadenaser.com/andalucia/2025/03/21/la-junta-destinara-400-millones-en-ayudas-para-impulsar-la-industria-andaluza-radio-sevilla/> ; Arranca el plan ambicioso de esta región española para la gigafactoría que liderará la energía verde del futuro, Huffpost, 26 septiembre 2024 <https://www.huffingtonpost.es/economia/arranca-plan-ambicioso-region-espanola-gigafactoria-liderara-energia-verde-futuro.html>?

⁹⁸ COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, REPowerEU Plan, {SWD(2022) 230 final}, p. 8.

⁹⁹ Por ejemplo en su Anexo VI - RULES FOR CALCULATING THE GREENHOUSE GAS IMPACT OF BIOMASS FUELS AND THEIR FOSSIL FUEL COMPARATORS.

¹⁰⁰ Art. 2(28).

¹⁰¹ Art. 2(1).

¹⁰² Art. 2(2).

que cabe es incentivar su producción a través de objetivos, permisos facilitados¹⁰³ y según necesidad, mecanismos de apoyo.¹⁰⁴

3.2.2. Políticas y normativa nacional relevantes

En esta sección se muestran algunos aspectos sobre los objetivos y la regulación del biometano en España a nivel nacional. Siendo un sector más establecido técnicamente y con mayor proximidad al sistema gasista existente, estos desarrollos son menos numerosos que los del hidrógeno. Además, al considerarse el biometano como un gas renovable, buena parte de las provisiones detalladas precedentemente para el hidrógeno se aplica también al biometano.

En España, se publicó en **marzo de 2022 una Hoja de ruta del biogás**, que también integra objetivos y medidas para el biometano. El principal objetivo al respecto es una producción mínima de biogás (incluido el **biometano**) de **10,41 TWh anuales en 2030**.¹⁰⁵ No obstante, ese objetivo se duplicó hasta **20 TWh anuales para 2030** en la actualización del PNIEC 2023-2030, adoptada en septiembre de 2024.¹⁰⁶

El PNIEC propone varias acciones para facilitar el incremento de la producción de biometano, incluyendo la **clarificación de la regulación aplicable** (energética, medioambiental, agropecuaria, industrial, de tratamiento de residuos, uso del suelo, ordenación del territorio y gestión del agua) **de los distintos ámbitos territoriales** (europeo, nacional, autonómico y local), **la facilitación de los procedimientos de conexión a la red gasista existente, la adaptación del Sistema de Garantías de Origen de los gases renovables a las disposiciones previstas en la normativa europea reciente, o la revisión y actualización de la Hoja de ruta del biogás y sus objetivos cada 3 años**.¹⁰⁷

En la Hoja de ruta del biogás de 2022, se mencionaba la existencia de 5 plantas de biometano en toda España.¹⁰⁸ A fecha de agosto 2025, ya son 21 la plantas en funcionamiento y 18 las plantas en obras.¹⁰⁹ Según la Hoja de ruta, la producción de biometano se plantea principalmente para su consumo en transporte pesado, o para inyección a la red gasista.¹¹⁰ Ese mismo documento también plantea que el **“1% del gas consumido a través de la red de gas natural en 2030 sea biometano”**.¹¹¹

En cuanto al régimen legal del biometano, cabe notar que el Real Decreto 13/2012, de 30 de marzo, revisa la Ley del Sector de Hidrocarburos e incorpora dentro de su ámbito de aplicación el biogás y el biometano por la primera vez. Como se ha mencionado unas líneas arriba, la gran mayoría del marco legal aplicable al hidrógeno y expuesto en esta sección también se aplica al biometano, siendo considerado como “gases

¹⁰³ Tal y como recomendado por la Comisión Europea en su RECOMENDACIÓN DE LA COMISIÓN de 18.5.2022 sobre la aceleración de los procedimientos de concesión de permisos para los proyectos de energías renovables y la facilitación de los contratos de compra de electricidad.

¹⁰⁴ Por ejemplo, al validar esquemas de apoyo bajo el régimen de las ayudas de estado. Ver por ejemplo, Comisión Europea, “State aid: Commission approves Italian scheme under Recovery and Resilience Facility to support biomethane production”, 8 de Agosto de 2022, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_4803

¹⁰⁵ P. 11.

¹⁰⁶ P. 24.

¹⁰⁷ P. 174.

¹⁰⁸ P. 18.

¹⁰⁹ Suez, “¿Cuántas plantas de biometano hay en España?”, 1 de agosto de 2025, <https://www.suez.com/es/aire-espana/noticias/cuantas-plantas-biometano-hay-espana#:~:text=Plantas%20de%20biometano%20en%20explotaci%C3%B3n,Macha%20encontramos%20las%20otras%20cuatro.>

¹¹⁰ P. 51.

¹¹¹ P. 59.

renovables” (RDL6/2022), “otros combustibles renovables” (Orden TED/728/2024) u “otros gases” (Circular CNMC 2/2025) según los textos. Los RDL 14/2022 y 18/2022, RD 376/2022, la Orden TED/1026/2022, así como la Resolución de 13 de junio de 2025 de la CNMC, son todos de aplicación al biometano.¹¹²

Para una valoración general del marco regulatorio nacional del biometano en España, se considera que ha progresado mucho, especialmente desde el año 2022 pero que **sigue faltando un régimen completo y detallado para desarrollar el potencial del biometano y en especial para acelerar los procedimientos de tramitación de las plantas de generación.**¹¹³ Este último aspecto y la demora que causa para los proyectos apareció en las entrevistas realizadas durante la preparación de este informe.

3.2.3. Políticas y normativa regional

A pesar de tener un **potencial identificado por la industria de hasta 164 plantas de biometano para una producción anual de 12.7 TWh,**¹¹⁴ no existe actualmente ninguna planta de biometano en funcionamiento ni en construcción en Extremadura.¹¹⁵ **No obstante, la Junta de Extremadura informó en junio de 2025 tramitar 18 expedientes para plantas de este tipo.**¹¹⁶

El PEIEC de 2021 tiene como parte de sus objetivos la promoción de gases renovables, incluido el biometano.¹¹⁷ Pero, el documento no se extiende sobre ese tema ni tampoco propone medidas precisas. La Junta resalta que ya existen líneas de ayudas para el desarrollo de plantas de biogás y biometano, pero que “no han tenido apenas demanda”.¹¹⁸ Como consecuencia de esta ausencia de planificación avanzada sobre el biometano, tanto el sector industrial como asociaciones de defensa del medioambiente piden un plan de regional para enmarcar el desarrollo de estas instalaciones.

En cuanto al régimen legal propio del biometano en la región, una parte de los desarrollos de los precedentes párrafos se aplican, especialmente tratándose de las autorizaciones administrativas. Nos referimos a estos escritos, añadiendo que la Resolución de 19 de mayo de 2025, de la Dirección General de Sostenibilidad de la Junta, acerca del informe de impacto ambiental del proyecto de instalación de una planta de biometano en Almendralejo menciona la necesidad de usar del procedimiento de la calificación rústica para instalar la planta en suelo rústico,¹¹⁹ tal y como desarrollado antes para el hidrógeno.

3.2.4. Políticas y normativa local

¹¹² Para mas detalles sobre el régimen del biometano hasta 2022 incluido, ver Íñigo del Guayo Castiella, “RÉGIMEN JURÍDICO DEL BIOGÁS Y EL BIOMETANO Y SUS RETOS REGULATORIOS”, en Íñigo del Guayo Castiella, Lorenzo Mellado Ruiz, Retos regulatorios de los gases renovables en la economía circular (Marcial Pons, 2023), pp. 109-126.

¹¹³ Ibid., p. 126.

¹¹⁴ Sedigas, “Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023”, 2023, pp. 15 y 39.

¹¹⁵ Suez, “¿Cuántas plantas de biometano hay en España?”, 1 de agosto de 2025, <https://www.suez.com/es/aire-espana/noticias/cuantas-plantas-biometano-hay-espana#:~:text=Plantas%20de%20biometano%20en%20explotaci%C3%B3n,Macha%20encontramos%20las%20otras%20cuatro>.

¹¹⁶ Rocío Entonado Arias, El Periódico Extremadura, “La Junta tramita 18 expedientes para la instalación de plantas de biogás en Extremadura” 14 junio 2025 <https://www.elperiodicoextremadura.com/extremadura/2025/06/14/junta-tramita-18-expedientes-instalacion-118612936.html>.

¹¹⁷ Objetivo 1.8, pp. 127-128.

¹¹⁸ P. 128.

¹¹⁹ Resolución de 19 de mayo de 2025, de la Dirección General de Sostenibilidad, por la que se formula informe de impacto ambiental del proyecto de instalación de una planta de aprovechamiento de residuos agropecuarios, en el término municipal de Almendralejo, cuya promotora es Biomet Plus, SL. Expte.: IA24/0023, p. 30363.

La misma lógica contenida en el punto 3.1.4. para el hidrógeno renovable aplica al biometano, pero con aún más atención a la aceptación social, sabiendo que puede resultar difícil obtener la licencia social en estos proyectos. Es un tema que fue mencionado en una de las entrevistas realizadas, con un socio del sector industrial gasístico en España.

4. Análisis PESTLE

La producción sostenible de hidrógeno para la transición a una economía basada en hidrógeno renovable y otros gases de bajo contenido de carbono requiere condiciones adecuadas para garantizar que su producción se realice de forma sostenible y sea aplicable en diversos sectores y a diferentes escalas. Existen distintas formas comercializadas de producir hidrógeno sostenible; sin embargo, los procesos no solo requieren la tecnología adecuada, sino también la disponibilidad y el desarrollo de condiciones políticas, económicas, sociales, tecnológicas, legales y medioambientales seguras y justas para llevar a cabo la transformación de las prácticas energéticas carbonizadas¹²⁰.

Para valorar de forma sistemática estas condiciones y su viabilidad a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno y gases hipocarbónicos, en este análisis se ha adoptado un marco DAFO/PESTLE. El análisis DAFO se aplicó por primera vez en la década de 1960, gozando de un amplio reconocimiento, y constituyendo una base importante para conocer la situación y diseñar procedimientos futuros que pueden considerarse necesarios para pensar de forma estratégica. Según Nikolaou y Evangelinos, *“el análisis DAFO podría ser una herramienta útil para el proceso de planificación estratégica de la gestión medioambiental”*, ya que identifica (a) las ventajas para una organización de la aplicación de un plan (puntos fuertes), (b) los obstáculos que impiden la aplicación satisfactoria del plan de acuerdo con los objetivos iniciales (puntos débiles), (c) las oportunidades y (d) las amenazas de la aplicación del plan asociadas a factores externos¹²¹.

Sin embargo, la aplicación del análisis DAFO a un ecosistema regional, si bien permite evaluar los parámetros internos (puntos fuertes y débiles) y externos (oportunidades y amenazas), presenta algunas limitaciones. Por ello, se han sugerido varias modificaciones del análisis, siendo la más reconocida el análisis DAFO/PESTLE, especialmente en los casos en que los sistemas examinados son complejos y los parámetros externos deben analizarse exhaustivamente. Por este motivo, con el fin de identificar los principales factores internos y externos que influyen en el éxito del impulso al ecosistema para la producción y el consumo de hidrógeno verde y gases bajos en carbono en Extremadura, en este estudio se aplicará un análisis DAFO/PESTLE.

Un análisis PESTLE es una herramienta analítica para la planificación estratégica que proporciona un marco estratégico para comprender las influencias externas sobre una entidad. Las organizaciones lo utilizan para evaluar el impacto que el entorno externo puede tener en un proyecto. Agrupa los parámetros externos en varias categorías de factores bajo los amplios epígrafes de consideraciones políticas, económicas, sociales, tecnológicas, jurídicas y medioambientales. A continuación, la Tabla 1 resume varios estudios de implantación de la tecnología de producción de hidrógeno y combustibles hipocarbónicos empleando la metodología PESTLE y centrados en diferentes regiones europeas.

¹²⁰ Mukelabai, M. D., Wijayantha, K. G. U. & Blanchard, R. E. Hydrogen technology adoption analysis in Africa using a Doughnut-PESTLE hydrogen model (DPHM). *International Journal of Hydrogen Energy* 47, 31521–31540 (2022).

¹²¹ Nikolaou, I. E. & Evangelinos, K. I. A SWOT analysis of environmental management practices in Greek Mining and Mineral Industry. *Resources Policy* 35, 226–234 (2010).

Tabla 1. Estudios de implantación de la tecnología de producción de hidrógeno y combustibles hipocarbónicos en distintas regiones de Europa mediante análisis PESTLE.

Producto	Localización	Resultados más relevantes
Biocombustible¹²²	Europa	El estudio evidencia la complejidad del desarrollo de biocombustibles al relacionar las características de producción con factores de sostenibilidad, y aporta un marco estructurado para orientar a empresas y responsables políticos. Se destaca la necesidad de mayor investigación sobre el biometano y sobre cómo optimizar los efectos positivos de la producción, minimizando los impactos en otras dimensiones de la sostenibilidad.
Hidrógeno¹²³	Europa	El artículo plantea estrategias preliminares para impulsar el hidrógeno como vector energético en Europa, destacando la necesidad de planes nacionales claros, marcos regulatorios adecuados y un papel activo de asociaciones y expertos para trasladar información relevante a las entidades políticas. También señala la necesidad de estudiar prioritariamente el transporte junto con el diseño de mercados energéticos que faciliten la producción y el uso de hidrógeno, favoreciendo la penetración de las renovables y la descarbonización.
Hidrógeno¹²⁴	Portugal	El estudio concluye que, pese al elevado coste actual del hidrógeno verde frente al gas natural, el metano reformado con captura de carbono parece ser la opción más viable hasta que las renovables puedan asumir el liderazgo, siendo imprescindible aplicar impuestos al CO ₂ y reformar urgentemente el marco regulatorio para alcanzar los objetivos de 2050. Asimismo, los autores recomiendan priorizar los gases renovables, crear mercados e incentivos adecuados y equilibrar las políticas entre electrificación y descarbonización del gas, con el hidrógeno como vector clave en la transición energética europea.

A continuación, mediante un análisis PESTLE, se han analizado las respuestas obtenidas en las entrevistas que condicionarían el impulso del ecosistema para la producción y el consumo de hidrógeno verde y de

¹²² Achinas, S., Horjus, J., Achinas, V. & Euverink, G. J. W. A PESTLE Analysis of Biofuels Energy Industry in Europe. Sustainability 11, 5981 (2019).

¹²³ Astiaso Garcia, D. Analysis of non-economic barriers for the deployment of hydrogen technologies and infrastructures in European countries. International Journal of Hydrogen Energy 42, 6435–6447 (2017).

¹²⁴ Khatiwada, D., Vasudevan, R. A. & Santos, B. H. Decarbonization of natural gas systems in the EU – Costs, barriers, and constraints of hydrogen production with a case study in Portugal. Renewable and Sustainable Energy Reviews 168, 112775 (2022).

gases bajos en carbono en Extremadura, clasificando los factores más relevantes en seis categorías: políticos, económicos, sociales, tecnológicos, jurídicos y medioambientales.

4.1. Factores Políticos

Las principales barreras políticas para el despliegue del hidrógeno y de otros gases bajos en carbono se derivan, fundamentalmente, de la **falta de actualización de varios documentos de planificación del hidrógeno renovable** (Hoja de ruta del Hidrógeno, PEIEC 2021-2030), **de las frecuentes altas ambiciones de estos textos** (cf. objetivos europeos y nacionales, e.g. en el PNIEC 2023-2030 de despliegue de electrolizadores y de producción interna) **y de la discrepancia que existe entre estos documentos de políticas energética y la realidad de la ausencia de un marco normativo claro y estable.**

Esta falta de coherencia entre objetivos y medios impide la certidumbre regulatoria necesaria, limitando la capacidad de orientar a los agentes económicos hacia inversiones en la descarbonización del sector gasista.

Abordar esta carencia resulta crítico, ya que la inexistencia de una demanda estructurada no solo introduce **dudas en las inversiones de nuevos proyectos**, sino que, en determinados casos, conduce a situaciones en las que los **gases producidos se podrían acumular en la red gasística de transporte sin contar con usuarios finales definidos**, debido a los mínimos de producción requeridos para la operatividad de las plantas.

Asimismo, es necesario que la oferta cuente con **incentivos efectivos que fomenten la adopción de alternativas bajas en carbono**. En la actualidad, parece que la estrategia política dominante continúa priorizando la electrificación como vía principal de descarbonización, relegando otras opciones tecnológicas que podrían contribuir de manera complementaria a la transición energética.

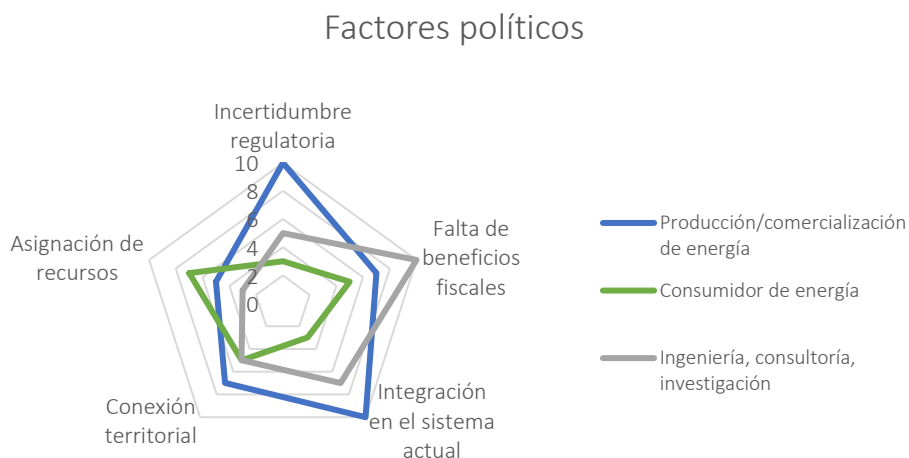


Figura 4. Análisis comparativo de los factores políticos que condicionan el desarrollo de los gases renovables en Extremadura.

De acuerdo con la Figura 4, la mayor preocupación percibida por los distintos agentes implicados en el análisis se centra en la **incertidumbre normativa** y la **integración en el sistema**, en el caso de los productores y comercializadores de energía; mientras que los consumidores destacan la asignación de recursos y las empresas de ingeniería, la **falta de incentivos fiscales**.

4.2. Factores Económicos

Entre las barreras económicas más significativas para el despliegue del hidrógeno y de otros gases bajos en carbono, destaca, en primer lugar, el coste de producción entre el sector de la producción y el de la comercialización de la energía. Tal como se ha señalado previamente, el hidrógeno verde actualmente tiene un precio superior al de otras alternativas energéticas, lo que limita su competitividad y podría reducir **su atractivo también para los usuarios finales**.

En el contexto europeo, aunque el hidrógeno obtenido mediante reformado de metano muestra un coste por kilogramo inferior al del hidrógeno verde, su precio sigue siendo aproximadamente el doble que el del gas natural, lo que supone un obstáculo adicional para su adopción¹²⁵. Según la IEA, **el coste nivelado del hidrógeno verde (LCOH) para España se sitúa entre 4,0 y 5,5 €/kg en 2030 (sin subsidios)**, por encima del coste previsto del hidrógeno gris (de 1,0 a 3,0 €/kg¹), considerando que el precio medio de la electricidad en España en 2023 estuvo en 100,20 €/MWh, mientras que el coste del gas natural fue de 38,26 €/MWh, según MIBGAS.

Además, existe la **necesidad de desarrollar nuevas infraestructuras específicas o, al menos, de acometer una modernización profunda de las existentes**, lo que implica cargas financieras considerables. Estas razones hacen que la escala comercial aún no haya alcanzado una rentabilidad suficiente para garantizar las altas inversiones necesarias para la producción de hidrógeno verde. Si bien en un escenario ideal podrían evitarse costes asociados a activos inmovilizados, en la práctica estos gastos deben contemplarse y ser asumidos, directa o indirectamente, por los gestores de redes de transporte (GRT), los gestores de redes de distribución (GRD) y los propios productores. Esta situación genera un debate abierto sobre el grado de compromiso e implicación financiera que debe corresponder a cada uno de estos actores en la cadena de valor del hidrógeno y de los gases bajos en carbono.

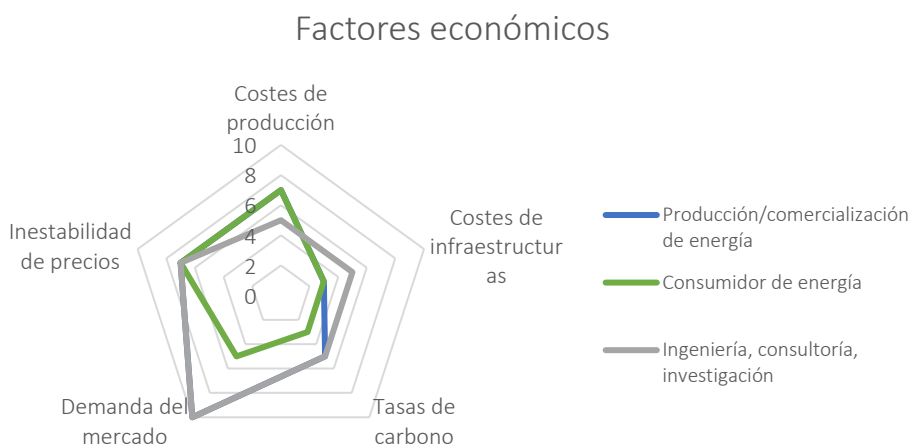


Figura 5. Análisis comparativo de los factores económicos que condicionan el desarrollo de los gases renovables en Extremadura.

¹²⁵ Oxford Institute for Energy Studies. 2024 State of the European Hydrogen Market Report. Oxford Institute for Energy Studies (2024).

La Figura 5 muestra que los productores de energía perciben mayores barreras asociadas a los **costes de producción** y a la volatilidad de precios, mientras que los consumidores destacan la demanda de mercado como factor determinante, y las entidades del sector de la ingeniería han señalado el impacto de las tasas de carbono y de las **infraestructuras** como retos principales.

4.3. Factores Sociales

Las barreras de carácter social constituyen un factor crítico en el impulso del hidrógeno y de otros gases bajos en carbono, dado que la sociedad representa el último, pero a la vez más determinante, eslabón de la cadena de valor. Comprender las preocupaciones, percepciones y expectativas de los ciudadanos resulta esencial para garantizar la aceptación de estas tecnologías.

Entre los aspectos más relevantes se encuentra la **incertidumbre respecto a la seguridad energética**: la fiabilidad histórica del suministro de gas natural se percibe como alterada, mientras que la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables se asocia a una mayor intermitencia.

A ello se suma la **previsión de un incremento en la factura energética**, derivado de la limitada competitividad actual entre los distintos vectores gaseosos, lo que genera reticencias en la población al anticipar costes más elevados.

La **falta de información y de concienciación social** actúa como un freno adicional a los procesos de descarbonización, ya que **obstaculiza la adopción de soluciones tecnológicas emergentes**.

Asimismo, persisten **inquietudes sobre la seguridad intrínseca del hidrógeno, así como temores relativos al impacto socioeconómico** que puede generar el progresivo desmantelamiento de las infraestructuras de gas natural convencionales.

Más allá de la normativa o las políticas públicas, **los marcos culturales y las barreras mentales suponen un desafío significativo para la aceptación social de estos cambios**. Finalmente, la disparidad económica introduce una asimetría evidente: mientras que los hogares con mayor capacidad adquisitiva pueden absorber más fácilmente los costes asociados a la transición, los grupos de renta más baja podrían experimentar un impacto proporcionalmente mayor, lo que acentúa el **riesgo de desigualdades sociales en el proceso de adopción del hidrógeno y los gases bajos en carbono**.

Factores sociales

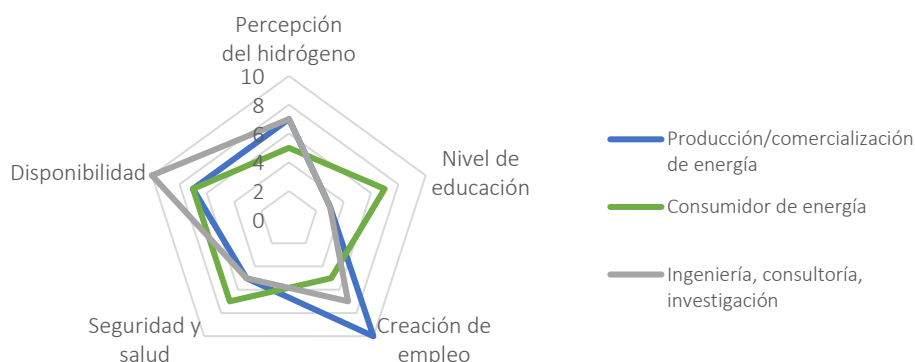


Figura 6. Análisis comparativo de los factores sociales que condicionan el desarrollo de los gases renovables en Extremadura.

En la Figura 6, se observa que los productores de energía otorgan mayor importancia a la **creación de empleo** y la **aceptación social del hidrógeno** como factores clave para el despliegue, mientras que los consumidores destacan la **formación y seguridad laboral** como elementos clave. Las entidades de ingeniería subrayan la relevancia de la **disponibilidad de recursos** y la **mejora educativa** para facilitar la transición tecnológica.

Tomando como referencia el estudio desarrollado en Alemania para mejorar la aceptación social del **hidrógeno verde**¹²⁶, se podrían plantear las siguientes actuaciones para garantizar una implementación exitosa:

- Alfabetización pública en hidrógeno verde con materiales claros y accesibles, orientados también a personas mayores y con menor formación.
- Procesos participativos tempranos a través de consultas en mesas de ámbito comarcal, antes de decidir ubicaciones con una moderación neutral dirigida desde entidades consultivas a nivel técnico, como centros de investigación, universidades o agencias regionales.
- Transparencia: costes, beneficios y límites explicados con datos abiertos, proporcionados por expertos independientes.
- Justicia distributiva: compromisos verificables de empleo local, retorno fiscal municipal y compensaciones en zonas de implantación.
- Proyectos demostradores con un sentido local, que se empleen para el fomento de la movilidad rural, la agroindustria (sector principal de la región), la logística regional y el seguimiento de la experiencia participativa para replicarla.
- Comunicación honesta de riesgos y beneficios, evitando promesas exageradas y “greenwashing”.
- Activación de apoyos: talleres, visitas a planta, FP y formación docente para crear comunidad proactiva.

¹²⁶ Häußermann, J. J., Maier, M. J., Kirsch, T. C., Kaiser, S. & Schraudner, M. Social acceptance of green hydrogen in Germany: building trust through responsible innovation. *Energ Sustain Soc* 13, 22 (2023).

- Gobernanza en cuádruple hélice (administración, ciencia, empresas y ciudadanía) con reglas claras y continuidad en el tiempo.

Estas actuaciones podrían aplicarse en el contexto extremeño como palancas determinantes para lograr la confianza, participación rigurosa y repetición de experiencias positivas para consolidar la aceptación social.

A efectos de desarrollo local, **las estrategias de impacto social deben contemplar la conexión con programas y ayudas para nuevos emprendedores y desarrollos de negocio de los existentes.** De esta forma, conectando el despliegue de tecnologías de hidrógeno verde y biogases con las empresas existentes en la región y promoviendo las nuevas oportunidades en el área, se aseguraría la **permeabilidad de la estrategia con la economía local.**

Se han identificado diversos programas y ayudas para emprendedores a nivel regional que pueden ser la base sobre la que construir y complementar las acciones con el ecosistema emprendedor en la región:

- **Programas de coworking rural** (Estrategia Digitalización Extremadura 2027): la Junta de Extremadura ha lanzado una convocatoria de ayudas (con presupuesto de 500 000 €) para que municipios de menos de 20 000 habitantes desarrollen o mejoren espacios de coworking: infraestructuras con equipamiento tecnológico, zonas comunes, salas de reuniones, formación y consultoría TIC. El objetivo es combatir la despoblación, fomentar el emprendimiento, facilitar el teletrabajo y atraer talento a zonas rurales.
- **"Atraigo Talento"**: Un programa dotado con 3,6 millones de euros que ofrece contratos laborales, generalmente de un año, para atraer y retener profesionales cualificados en Extremadura. Ha sido publicado oficialmente en el Diario Oficial de Extremadura en junio de 2025.
- **Programa de Estímulo a la Creación y Consolidación del Trabajo Autónomo (2024–2027)**: este ambicioso plan de casi 316 millones de euros incluye ayudas y facilidades para nuevos autónomos: tarifa cero para altas, apoyo al relevo generacional, modernización, conciliación, financiación, formación, servicios profesionales, entre otras medidas clave.
- **Programas de impulso empresarial**: la Consejería de Economía ha puesto en marcha 62 programas de apoyo a pymes, autónomos y emprendimientos. Entre ellos, destacan:
 - ConsolidaPyme: enfocada en modernización y competitividad.
 - Ayudas para mitigar efectos de la inflación.
 - Renovación de maquinaria.
 - Previstas nuevas propuestas generales para 2025, con enfoque en relevo generacional e impacto social y medioambiental.
- **Emprendimiento cooperativo** (UCETA – Mérida): En junio de 2025, UCETA celebró una jornada formativa en Mérida para promover el emprendimiento mediante cooperativas de trabajo asociado, un modelo de economía social que prioriza a las personas frente al capital. Estas jornadas se complementan con acciones formativas del Ayuntamiento.
- **Otros programas y entidades**:
 - Sámara Emprende y Sámara Conecta (Fundación Caja Extremadura): concurso para los 10 mejores proyectos emprendedores (asesoramiento de 5 meses) y espacios de debate sobre marketing, financiación, innovación, etc.

- Extremadura Open Future (Telefónica): apoyo a startups de base tecnológica en el marco de la estrategia RIS3 Extremadura 2027.
- Becas UniRuralUEx (Diputación de Cáceres): prácticas profesionales para estudiantes y titulados en entornos rurales, fomentando el talento juvenil y la fijación de población.
- Universidad de Extremadura – Plan de Empleo Universitario 2024-2025: catálogo de servicios y eventos como la Feria TalentCrush (noviembre 2024) para mejorar la empleabilidad de estudiantes y egresados.
- SEXPE (Servicio Extremeño Público de Empleo): despliega planes de inserción laboral, autoempleo, economía social y formación, con múltiples líneas de apoyo a emprendedores y desempleados.

4.4. Factores tecnológicos

Las barreras tecnológicas, técnicas y operativas constituyen un elemento determinante en el despliegue del hidrógeno y de otros gases bajos en carbono, reflejando tanto la novedad de estas soluciones como su grado de madurez. En este contexto, destaca el **limitado nivel de madurez tecnológica** (*Technology Readiness Level*, TRL) **de los electrolizadores**, que condiciona su escalabilidad industrial y su integración en sistemas energéticos complejos.

Desde el punto de vista técnico, resulta imprescindible **abordar mejoras y adaptaciones en las infraestructuras existentes, especialmente en las tuberías**, cuyo diseño actual impone restricciones sobre la concentración admisible de hidrógeno y otros gases en la red. Esta limitación repercute directamente en la compatibilidad y el cumplimiento normativo de los equipos utilizados por los usuarios finales, generando una barrera operativa significativa.

A ello se suma, en el caso de Extremadura, el desafío que plantean las **líneas de transporte transfronterizas**, cuya gestión puede resultar compleja debido a **marcos regulatorios heterogéneos entre Estados miembros**, especialmente en lo que respecta a la calidad del gas y a los límites de mezcla autorizados.

Además, **tanto el almacenamiento como el transporte de hidrógeno** se encuentran todavía en una fase incipiente de despliegue de desarrollo tecnológico, **careciendo de directrices normativas claras y de estándares definidos** para los dispositivos y aparatos de uso final, como detecta el sector de los consumidores de energía. Estas limitaciones técnicas y operativas conforman un entorno complejo que puede ser una de las causas del freno al avance efectivo de las infraestructuras y tecnologías asociadas al hidrógeno y a los gases de bajo contenido en carbono.

Factores tecnológicos

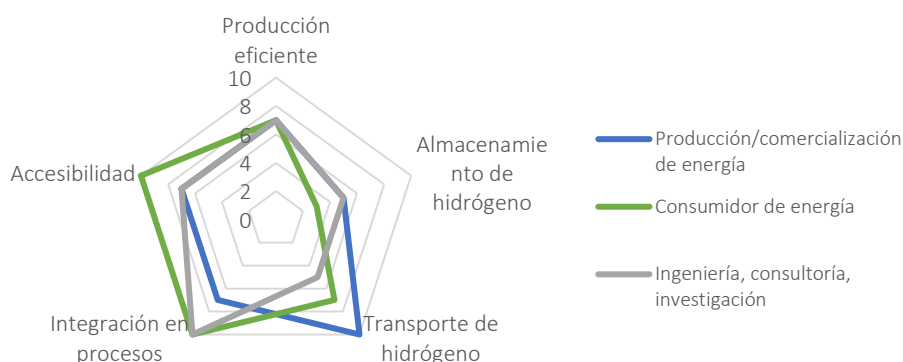


Figura 7. Análisis comparativo de los factores tecnológicos que condicionan el desarrollo de los gases renovables en Extremadura.

De acuerdo con la Figura 7, el análisis de las respuestas evidencia que los productores de energía destacan los **retos en el transporte** y la **integración del hidrógeno en procesos industriales**, mientras que los consumidores priorizan la **accesibilidad tecnológica**.

Por su parte, las entidades de ingeniería resaltan la necesidad de mejorar la **eficiencia de producción** y las **soluciones de almacenamiento** como elementos esenciales para el avance tecnológico del sector.

4.5. Factores jurídicos

El marco aplicable al hidrógeno renovable y a los gases bajos en carbono en España deriva de la RED III y del “paquete gas/hidrógeno” (Directiva y Reglamento de 2024). Jurídicamente no se habla de “colores”, sino de hidrógeno renovable (RFNBO) e hipocarbónico (≥ 70 % de reducción de GEI).

La organización del mercado replica la lógica gasista: separación de actividades de red y de mercado, acceso de terceros a transporte, almacenamiento y terminales, y derecho a cambio de suministrador; con medidas transitorias (descuentos tarifarios de acceso negociado a redes de H_2) mientras se crea el mercado.

En paralelo, la certificación exige adicionalidad y correlaciones temporales y geográficas de la electricidad para RFNBO y verificación de MRV.

En planificación, el PNIEC 2023 eleva las cuotas nacionales de RFNBO en transporte y del hidrógeno renovable en la demanda industrial, lo que obliga a integrar el hidrógeno en la ordenación energética e industrial extremeña (nodos de conexión, almacenamiento, trazados de tubería, sinergias con renovables y biometano) **y a coordinarse con el gestor de la red de transporte (TSO) así como con los distribuidores (DSOs) para dimensionar infraestructuras y puntos de entrega en la región.**

Los permisos se rigen por normas europeas, estatales y regionales con plazos heterogéneos (p. ej., TEN-E frente al paquete gas/ H_2), en los que las instituciones de tramitación (a menudo de nivel regional) no son las más influyentes en la elaboración de la normativa.

Por ese motivo, se podría plantear una **ventanilla única** autonómica con tramitación **paralela y coordinada** (energía, industria, ambiente, urbanismo, seguridad), **guías técnicas** para electrolizadores, tuberías y almacenamiento, y **acuerdos de nivel de servicio** (*Service Level Agreements, SLAs*) claros.

En apoyo al despliegue, el Banco Europeo del Hidrógeno (subastas con prima fija €/kg) y el *Innovation Fund* actúan del lado de la oferta. A falta de contratos por diferencias de carbono operativos (*Carbon Contracts for Difference, CCfD*) plenos, que cubran la brecha de coste entre las tecnologías bajas en carbono y las convencionales, **la Junta de Extremadura podría habilitar cofinanciación complementaria como hicieron otras Comunidades Autónomas, pilotar contratos puente de reducción de carbono y facilitar acuerdos de compra con agroindustria, logística y movilidad pública rural.**

La coordinación territorial exige integrar hidrógeno y biometano en los instrumentos de planificación regional y municipal, asegurar capacidad de red eléctrica y gasista, habilitar garantías de origen y MRV, y articular la gobernanza en cuádruple hélice (administración-ciencia-empresa-ciudadanía) para acelerar permisos, garantizar aceptación social y maximizar el retorno local.

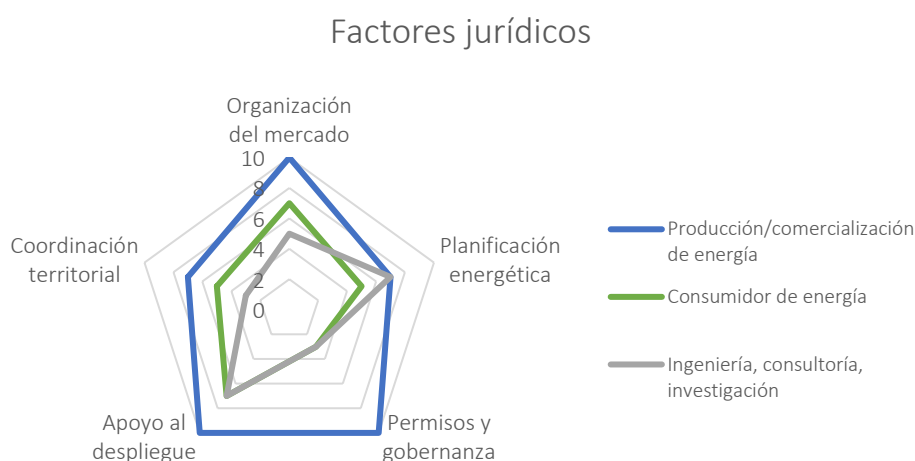


Figura 8. Análisis comparativo de los factores jurídicos que condicionan el desarrollo de los gases renovables en Extremadura.

Atendiendo a la Figura 8, el análisis de los factores jurídicos mostró que los productores de energía destacan la necesidad de una **mayor claridad en la organización del mercado** y en los **mecanismos de gobernanza**, mientras que los consumidores subrayan la importancia de una **planificación energética coherente** y una **mejor coordinación entre niveles administrativos**.

Las entidades de ingeniería, por su parte, inciden en el **refuerzo del apoyo institucional** y la **simplificación de los procesos de autorización** como elementos claves para la aceleración del marco jurídico del sector.

4.6. Factores medioambientales

El despliegue del hidrógeno verde y de otros gases bajos en carbono en Extremadura presenta condicionantes ambientales vinculados a todo su ciclo de vida. Los estudios de evaluación del ciclo de vida (ACV) de los procesos implicados no solo en la producción de hidrógeno, sino también en su

transporte y posteriores usos son cruciales para mejorar la eficiencia de la producción de hidrógeno y soportar la toma de decisiones¹²⁷.

La producción de hidrógeno ha sido ampliamente estudiada en la literatura científica, y se han evaluado sus repercusiones en diversos aspectos de la sociedad y el medio ambiente, porque tiene el potencial de afectar significativamente al medio ambiente debido a sus emisiones de gases de efecto invernadero y su consumo de agua, puesto que se trata de un proceso que consume mucha energía y requiere grandes cantidades de electricidad para producir hidrógeno¹²⁸.

Las emisiones de gases de efecto invernadero dependen principalmente de la fuente de electricidad utilizada para alimentar el proceso de electrólisis en la producción de hidrógeno verde, ya que la electrólisis en sí misma puede producir emisiones significativas de gases de efecto invernadero¹²⁹.

Al mismo tiempo, la electrólisis también requiere una cantidad significativa de agua para el proceso de producción, lo que puede suponer un problema importante en zonas con recursos hídricos limitados¹³⁰. También requiere de terrenos para la producción, el almacenamiento y el transporte de la electricidad utilizada en el proceso¹³¹. Además, algunas tecnologías de electrólisis pueden producir corrientes de residuos, como salmuera, que requieren una manipulación y eliminación cuidadosas para evitar daños medioambientales.

El impacto medioambiental de la producción de hidrógeno puede mitigarse mediante el uso de fuentes de energía renovables, la implementación de la tecnología de captura y almacenamiento/usos de CO₂ (CCU) y la adopción de un sistema de circuito cerrado para la reutilización del agua.

El hidrógeno verde, derivado de fuentes renovables como la energía solar y eólica, ofrece una solución sostenible a su creciente demanda, ya que se produce sin emitir gases de efecto invernadero¹³² y tiene un alto contenido energético¹²⁹.

La mezcla de fuentes renovables de energía en Extremadura está dominada por la solar fotovoltaica (que representó el 68,41% en 2023), y que ha crecido exponencialmente, y también la hidráulica (15,70%), la solar termoeléctrica (13,52%), la térmica renovable (1,58%) y la eólica (0,79%) (Junta de Extremadura, 2023).

Además, la elección de la fuente de electricidad para el electrolizador desempeña un papel fundamental al determinar el rendimiento medioambiental global de las vías de producción de hidrógeno.

¹²⁷ Kodgire, P. Hydrogen - imminent clean and green energy: Hydrogen production technologies life cycle assessment review. *Process Safety and Environmental Protection* 193, 483–500 (2025).

¹²⁸ Al-Qahtani, A., Parkinson, B., Hellgardt, K., Shah, N. & Guillen-Gosalbez, G. Uncovering the true cost of hydrogen production routes using life cycle monetisation. *Applied Energy* 281, 115958 (2021).

¹²⁹ Werker, J., Wulf, C. & Zapp, P. Working conditions in hydrogen production: A social life cycle assessment. *J of Industrial Ecology* 23, 1052–1061 (2019).

¹³⁰ Challenges and Opportunities in Green Hydrogen Production. (Springer Nature Singapore, Singapore, 2024). doi:10.1007/978-981-97-1339-4.

¹³¹ Wang, D., Coignard, J., Zeng, T., Zhang, C. & Saxena, S. Quantifying electric vehicle battery degradation from driving vs. vehicle-to-grid services. *Journal of Power Sources* 332, 193–203 (2016).

¹³² Hammi, Z. et al. Green hydrogen: A holistic review covering life cycle assessment, environmental impacts, and color analysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 80, 1030–1045 (2024).

Por lo tanto, al comparar los impactos ambientales del ciclo de vida de las vías de producción de hidrógeno mediante la producción de hidrógeno verde a partir de energía hidroeléctrica con la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar y eólica, Dincer y Agelin-Chaab¹³³, señalan que **la producción de hidrógeno a partir de energía hidroeléctrica es la más sostenible en términos de preservación ecológica y conservación de recursos**, mientras que los métodos de producción de hidrógeno a partir de energía solar tienen el mayor impacto en el ecosistema y el mayor consumo de recursos.

La producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica se sitúa entre ambos extremos, con un impacto moderado en el ecosistema y un consumo de recursos relativamente bajo.

Estos resultados podrían replicarse en la región de Extremadura. Sin embargo, para obtener resultados precisos, **se recomienda realizar un análisis específico del impacto ambiental en la región (mediante el ACV) para la producción de hidrógeno verde**. Un ACV para el hidrógeno verde como estudio de caso específico para Extremadura ayudaría a determinar la combinación óptima para la producción de hidrógeno en la región, garantizando que la transición al hidrógeno verde reduzca las emisiones y, al mismo tiempo, aborde el uso del agua, los requisitos de tierra y los impactos en el ecosistema.

Además, también **permitiría a los responsables políticos dar prioridad a las fuentes más sostenibles, equilibrar la preservación ecológica con el crecimiento industrial y posicionar a la región como líder en hidrógeno verde**, minimizando al mismo tiempo las compensaciones medioambientales.

Factores medioambientales

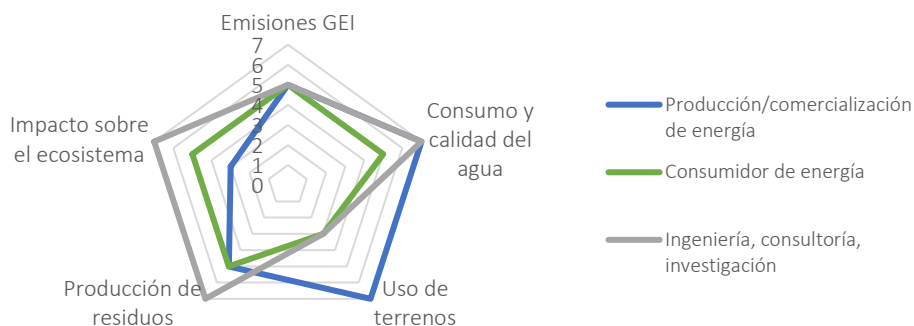


Figura 9. Análisis comparativo de los factores medioambientales que condicionan el desarrollo de los gases renovables en Extremadura.

Por último, en la Figura 9 se muestra que la preocupación fundamental de los productores de energía en cuanto a la dimensión medioambiental se centra en el **uso del suelo** y la **calidad del agua** como principales retos ambientales, mientras que los consumidores ponen el foco en la **gestión de residuos** y la **reducción de emisiones**.

¹³³ Renewable Hydrogen Production. (Elsevier, 2022). doi:10.1016/C2020-0-02435-7.

Las entidades de ingeniería e investigación subrayan la necesidad de mejorar la **evaluación del ciclo de vida de los proyectos** y de **incorporar criterios de sostenibilidad ambiental desde el diseño tecnológico** para minimizar los impactos sobre el ecosistema.

4.7. Análisis DAFO

En base al proceso de consulta a las partes interesadas de la cadena de valor a nivel regional, el análisis de la regulación y la revisión bibliográfica, la Tabla 2 presenta los resultados de la matriz DAFO, señalando los principales parámetros que permitirían un mejor aprovechamiento del ecosistema del hidrógeno verde.

Tabla 2. Análisis DAFO el desarrollo del hidrógeno y los gases renovables en Extremadura: principales debilidades, fortalezas, amenazas y oportunidades identificadas por los agentes del sector energético.

Debilidades	Fortalezas
Falta de un marco regulador y de cooperación entre las autoridades públicas y las industrias, y los proveedores y demandantes. Falta de señales políticas que proporcionen certidumbre al mercado y a los agentes regulados. Falta de políticas, reglamentos, códigos y normas integrales sobre la producción de hidrógeno. Trámites excesivamente lentos y fragmentados entre administraciones y comunidades autónomas. Baja fiscalidad del gas natural y falta de un sistema adecuado de tarificación de las emisiones de CO₂ (necesidad de una reforma de la fiscalidad verde). No existe una legislación clara sobre el acceso a la red de gas/hidrógeno renovable (<i>blending</i>). Gases renovables caros comparados con la electricidad más renovable. Apoyo insuficiente del gobierno, por ejemplo, incentivos para los gases verdes, exención de impuestos. Imposibilidad de combinar varias ayudas públicas para obtener precios competitivos. Altos costes de inversión en tecnologías de electrólisis para la obtención de hidrógeno verde. Objetivos políticos contradictorios y demasiada atención política a los bajos costes energéticos.	Estrategias y ambición sobre el hidrógeno y un claro impulso a la introducción del hidrógeno verde. Contribución en la reducción de gases de efecto invernadero, descarbonización. Versatilidad en el uso de hidrógeno. Posibilidad de usar las infraestructuras gasísticas existentes. Posibilidad de inversión en proyectos de hidrógeno. Acoplamiento con múltiples fuentes de energía. Potencial para equilibrar la intermitencia de las fuentes renovables. Obtención de permisos para uso del suelo rústico no necesariamente difícil, si la administración autonómica lo facilita (el caso en Extremadura).

Tabla 2 (Continuación). Análisis DAFO el desarrollo del hidrógeno y los gases renovables en Extremadura: principales debilidades, fortalezas, amenazas y oportunidades identificadas por los agentes del sector energético.

Amenazas	Oportunidades
Aumento del coste energético para los consumidores. Percepción social negativa. Incertidumbre normativa y normas/ reglamentos incompletos paralizando la inversión. Falta de conocimientos sobre tecnologías, nuevos gases y sistemas de distribución de energía. Falta de apoyo público para descarbonizar el sector industrial. Reticencia al cambio debido a la concienciación y percepción sobre el hidrógeno. Especulación con las ayudas obtenidas (e.g. del BEH) para vender proyectos que no se realizarán	La mezcla progresiva de hidrógeno con gas natural hacia los objetivos de descarbonización. La aparición de nuevas oportunidades de negocio: nuevas inversiones, nuevos agentes en el mercado, incluido el comercio de hidrógeno verde. Una vez que haya un mercado real, se conocerán precios reales y se evitarán bloqueos regulatorios. Economías de escala, ampliación de los electrolizadores al tiempo que se reduce el coste del hidrógeno verde, también electricidad barata procedente de la energía solar y eólica. Vínculos con el desarrollo sostenible del país, incluida la creación de empleo. Reducción de externalidades y cargas medioambientales negativas. Potencial de innovación y desarrollo, incluidas las inversiones en I+D. Integración de sistemas de energías renovables, reduciendo así la dependencia de los combustibles fósiles. Apoyar tanto al CAPEX como al OPEX. Armonizar y compatibilizar ayudas públicas. Homogeneizar y simplificar permisos.

5. Actores principales y cadena de valor

La transición hacia un ecosistema regional de hidrógeno verde y gases bajos en carbono en Extremadura exige la colaboración coordinada de un conjunto diverso de actores que cubren todas las etapas de la cadena de valor: producción, almacenamiento, distribución, consumo, regulación, financiación, formación y sensibilización. Esta sección recoge un análisis detallado de dichos actores, complementado con los resultados de entrevistas realizadas a empresas industriales, energéticas y tecnológicas presentes en la región. Los agentes clave identificados se muestran en la siguiente Figura.



Figura 10. Listado de agentes identificados en el ecosistema regional de hidrógeno verde y gases bajos en carbono.

5.1. Sector público

5.1.1. Junta de Extremadura

El papel del sector público es determinante para habilitar un entorno favorable al desarrollo del hidrógeno renovable. A nivel regional, **la Junta de Extremadura define la estrategia energética y regula las condiciones necesarias para el despliegue de tecnologías emergentes. Las entidades locales, por su parte, pueden actuar como facilitadoras del desarrollo de proyectos, especialmente en la identificación de emplazamientos y la gestión urbanística.**

Las entrevistas realizadas han puesto de relieve la importancia de la coordinación entre distintos niveles de la administración y aunque existen relaciones activas entre las empresas y la administración, todavía se perciben carencias en cuanto a la claridad normativa y la agilidad de los procedimientos.

En este sentido, varios agentes subrayaron que **España carece todavía de un marco regulatorio completo para los gases renovables**, lo que genera incertidumbre en el desarrollo de proyectos en la región. También se señaló que **la Junta de Extremadura no cuenta con un plan específico en esta materia**, a diferencia de otras comunidades autónomas que ya han iniciado estrategias propias (como el caso de Andalucía con el biometano). Esta situación probablemente refleje y/o refuerce la **necesidad de una mayor claridad regulatoria y de mecanismos estables de acompañamiento técnico que permitan dar certidumbre a los promotores.**

5.1.2. Agencia Extremeña de la Energía (AGENEX)

La Agencia Extremeña de la Energía (AGENEX) es la entidad pública de referencia de la Junta de Extremadura para impulsar la transición energética, la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables en la región. Su rol general puede sintetizarse en los siguientes ejes:

- Apoyo técnico a las políticas públicas
- Promoción de la eficiencia energética y las renovables
- Gestión y participación en proyectos europeos
- Dinamización del territorio y cooperación institucional
- Sensibilización, formación y transferencia de conocimiento
- Observación y análisis del sistema energético regional

La **Agencia Extremeña de la Energía (AGENEX) desempeña un papel activo y estratégico en el desarrollo del hidrógeno verde y de los gases renovables** (incluido el biometano) dentro de la estrategia energética y de descarbonización de Extremadura. Su rol se articula principalmente en los siguientes ámbitos:

- **Coordinación y liderazgo de proyectos vinculados al hidrógeno y biogases.** AGENEX lidera y coordina proyectos europeos que impulsan marcos de política pública y cooperación para el despliegue de hidrógeno verde y biogás/biometano como el que impulsa este análisis (UNIFHY), en el que AGENEX actúa como socio coordinador junto a agencias de energía y regiones de otros países europeos. Mediante eventos, talleres y participación en encuentros regionales e internacionales, la agencia difunde el potencial regional y facilita el intercambio de experiencias y modelos replicables en otras áreas.
- **Promoción de Extremadura como región con alto potencial energético renovable.** AGENEX ayuda a posicionar a Extremadura como región atractiva para inversiones en tecnologías de hidrógeno verde y biogás/biometano debido a su elevada capacidad de generación de energía renovable (solar y eólica) y amplias superficies disponibles.
- **Apoyo técnico y estratégico a políticas públicas regionales.** La función de AGENEX incluye asesorar a los responsables políticos regionales en la formulación y ajuste de estrategias de transición energética, que abarcan hidrógeno verde y los gases renovables. Esto se traduce en análisis, evaluación de marcos regulatorios y recomendaciones para acelerar la adopción y la aceptación social de estas tecnologías.
- **Promoción de la innovación y fortalecimiento de la cadena de valor.** Aunque AGENEX no es un operador industrial de producción de hidrógeno o biometano, actúa como facilitador entre el sector público y privado. Impulsa la participación de Extremadura en consorcios de investigación e innovación, donde se exploran tecnologías emergentes y modelos de negocio en hidrógeno verde y biometano. Difunde oportunidades de financiación y apoyo para iniciativas empresariales que desarrollen proyectos en estas áreas.
- **Sensibilización, capacitación y difusión.** Otra parte importante de su rol consiste en sensibilizar a la sociedad, formadores, promotores y tomadores de decisiones acerca de los beneficios de los gases renovables, promoviendo la transición energética y la mitigación del cambio climático a través de fuentes más limpias.

En conjunto, AGENEX actúa como **interlocutor, facilitador y catalizador** para integrar a Extremadura en las cadenas de valor del hidrógeno verde y biometano, impulsando tanto la cooperación internacional como el desarrollo regional.

5.2. Sector privado.

El tejido empresarial regional se configura como un actor clave en la ejecución de proyectos y en la transformación tecnológica de los sectores productivos. El interés por el hidrógeno ha comenzado a movilizar a empresas del ámbito energético, así como a industrias potencialmente consumidoras. Las entrevistas realizadas han puesto de manifiesto el creciente interés del sector privado por participar en proyectos vinculados al hidrógeno y a los combustibles renovables y/o al biogás-biometano.

Varias compañías mantienen vínculos con otros actores de la cadena de valor, pero advierten sobre la **difícultad de identificar socios adecuados y la falta de espacios de coordinación. Esta dispersión limita la estructuración de alianzas estables.** También se constata una gran variedad de modelos de negocio: algunos vinculados a consumidores industriales, otros basados en autoconsumo o participación cruzada en el accionariado.

En el ámbito de la innovación, muchas empresas colaboran en proyectos de I+D. Estos ejemplos reflejan un ecosistema empresarial activo en investigación aplicada, aunque trasladar estos avances al mercado sigue siendo un reto, y se demanda mayor apoyo a proyectos demostrativos que sirvan como referencia regional.

5.3. Centros de I+D y universidades.

La investigación científica y el desarrollo tecnológico son pilares fundamentales para garantizar la competitividad y sostenibilidad del ecosistema del hidrógeno. Extremadura cuenta con activos relevantes en este ámbito, como el **Centro Ibérico de Investigación en Almacenamiento Energético (CIIAE)** y la **Universidad de Extremadura**, ambos con capacidad para generar conocimiento aplicado, desarrollar prototipos y formar personal cualificado. Estos centros participan en **iniciativas nacionales e internacionales vinculadas al hidrógeno y al almacenamiento energético**, y se identifican como claves para reforzar las colaboraciones público-privadas y facilitar la transferencia de resultados hacia el sector productivo.

Las entrevistas confirman que **estos centros y las empresas tecnológicas vinculadas a la I+D mantienen contactos frecuentes con actores de toda la cadena de valor.** Esta red de relaciones demuestra un ecosistema de innovación que, aunque todavía en consolidación, empieza a mostrar capacidad para conectar ciencia y mercado. No obstante, se ha detectado la existencia de una **brecha entre la fase piloto y la aplicación comercial.**

En materia de formación, se ha subrayado la **necesidad de programas específicos de capacitación en tecnologías del hidrógeno y del biogás**, tanto para perfiles técnicos de operación y mantenimiento como para personal administrativo y estratégico. Algunas empresas han apuntado directamente al **desconocimiento técnico de la administración como una barrera.** En este contexto, **la creación de programas conjuntos entre centros de FP, universidad y sector empresarial aparece como una línea prioritaria.**

En cuanto a la innovación, la participación en proyectos de investigación aplicada es significativa. Se evidencia que la región empieza a consolidarse como nodo de innovación, aunque sigue siendo necesario alinear las agendas de investigación con las demandas concretas de la industria y reforzar la financiación en fases tempranas.

5.4. Asociaciones sectoriales y clústeres.

Las agrupaciones sectoriales y los clústeres empresariales actúan como plataformas de coordinación, representación y promoción de iniciativas comunes. En el ámbito nacional, entidades como la **Asociación Española del Hidrógeno (AeH2)** o la **Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno (PTeH2)** constituyen espacios de intercambio y reflexión técnica. En Extremadura, aunque existen asociaciones empresariales con interés creciente en estas tecnologías, todavía **no se ha consolidado un clúster específico** que agrupe a los actores de la cadena de valor del hidrógeno y los gases renovables.

Durante las entrevistas, varias empresas señalaron la **necesidad de contar con estructuras de este tipo en la región**. Estas observaciones refuerzan la percepción compartida de que la falta de un espacio de coordinación dificulta tanto la interlocución con la administración como la visibilidad exterior del ecosistema.

Varios entrevistados han coincidido en que **la creación de un clúster regional podría canalizar las demandas del territorio, facilitar la coordinación entre los distintos agentes y favorecer la participación en proyectos nacionales e internacionales**.

En este contexto, la Agencia Extremeña de la Energía (**AGENEX**) figura como posible actor clave para asumir funciones de secretaría técnica y de **acompañamiento estratégico** en este proceso, reforzando así la cohesión y la proyección del ecosistema regional del hidrógeno.

5.5. Ciudadanía y consumidores finales.

La dimensión social del hidrógeno renovable es fundamental para su desarrollo en Extremadura, ya que la aceptación ciudadana y el grado de conocimiento sobre sus aplicaciones condicionarán su implantación. Las entrevistas muestran un **bajo nivel de información de la población, lo que genera incertidumbre y, en algunos casos, rechazo**.

Varios agentes insistieron en que la **comunicación con la sociedad debe ser un componente central de las políticas públicas**.

Al mismo tiempo, se observa un **potencial de oportunidades si se logra implicar a consumidores finales**. Para que estas oportunidades se materialicen, será esencial **reforzar la formación y sensibilización**, de manera que la ciudadanía perciba el hidrógeno renovable no solo como innovación tecnológica, sino también como una oportunidad de desarrollo regional.

5.6. Financiadores y entidades financieras.

El desarrollo del hidrógeno verde requiere inversiones significativas, tanto en infraestructura como en investigación y en el despliegue industrial. Las entrevistas realizadas han puesto de relieve las **dificultades de acceso a la financiación en el contexto actual**.

Las entrevistas realizadas evidencian, además, un elemento crítico para la viabilidad del ecosistema regional del hidrógeno verde: **no se han identificado, hasta la fecha, entidades financieras privadas que hayan manifestado un interés explícito en participar en el despliegue de los proyectos**. Esta ausencia de actores financieros dispuestos a asumir riesgos en fases tempranas refleja una percepción aún conservadora del sector, condicionada por la incertidumbre regulatoria, la falta de referencias operativas consolidadas y los elevados requisitos de capital inicial. La inversión necesaria en infraestructuras de

producción, almacenamiento y distribución, junto con la dependencia de marcos retributivos estables, dificulta que la banca comercial o los fondos privados incorporen estos proyectos a sus carteras sin mecanismos adicionales de mitigación de riesgos.

En consecuencia, será imprescindible desarrollar un **trabajo proactivo de identificación y captación de entidades financieras** capaces de acompañar el ritmo de inversión requerido. Esto incluye bancos con líneas especializadas en energía sostenible, fondos de infraestructura, vehículos de inversión climática, plataformas de *blended finance* y, potencialmente, instrumentos europeos que permitan reducir el riesgo percibido en las fases iniciales. La articulación de este esfuerzo no solo requerirá un mapeo exhaustivo de actores financieros nacionales e internacionales, sino también la estructuración de proyectos con mayor claridad en los flujos de ingresos, garantías y horizonte regulatorio, de modo que resulten bancables y competitivos frente a otras alternativas de inversión del mercado.

6. Hidrógeno verde y gases bajos en carbono como solución a la transición energética

6.1. Sectores críticos.

Los sectores *de difícil electrificación*, también conocidos como *difíciles de descarbonizar*, son aquellos que presentan grandes desafíos para la transición energética hacia fuentes renovables y tecnologías bajas en carbono, como la electricidad. Esto se debe a la naturaleza de sus procesos de producción, que a menudo requieren **altas temperaturas** que no son fáciles de obtener con electricidad de manera eficiente o económicamente competitiva o la **combustión** de combustibles **fósiles**. Además, la electrificación puede ser técnicamente compleja en algunos sectores debido a las limitaciones de las baterías y la necesidad de tecnologías específicas.



Figura 11. Sectores difíciles de electrificar.

Los sectores de difícil electrificación más importantes son:

6.1.1. Movilidad y transporte

El sector del transporte es uno de los principales responsables de las emisiones de CO₂ y uno de los principales consumidores de energía. El transporte marítimo no es fácil de electrificar debido a la necesidad de grandes cantidades de energía y la disponibilidad de combustibles alternativos. La aviación también depende de combustibles fósiles y requiere tecnologías específicas para volar a largas distancias, lo que dificulta la electrificación. Los camiones, autobuses y otros vehículos pesados de transporte de mercancías o personas pueden resultar difíciles de electrificar debido a la necesidad de grandes capacidades de carga y de autonomía.

Se expone de manera explícita el ámbito ferroviario debido a la **Estrategia Indicativa de Electrificación y Modernización de la Red Ferroviaria** promovida por el Gobierno de España que en Extremadura cobra una relevancia especial, dado que la comunidad autónoma mantiene aún un porcentaje elevado de líneas convencionales no electrificadas, lo que ha motivado la **incorporación de tecnologías alternativas a la tracción diésel, tales como baterías y pilas de combustible de hidrógeno renovable**.

Durante 2025, el Ministerio de Transportes ha lanzado una Consulta Preliminar al Mercado (CPM) para evaluar soluciones tecnológicas, económicas y logísticas destinadas a sustituir el diésel por energías limpias en varios corredores ferroviarios no electrificados. Entre ellos se incluyen tres tramos prioritarios en Extremadura: **Cáceres – Valencia de Alcántara, Zafra – Huelva y Mérida – Los Rosales**.

Esta consulta forma parte del proceso de aplicación territorial de la Estrategia Indicativa y persigue determinar la **viabilidad técnica y económica de la tracción mediante hidrógeno renovable** o baterías en entornos rurales y de baja demanda, donde la electrificación convencional presenta mayores costes y plazos.

En paralelo, ADIF avanza en la electrificación progresiva de la línea convencional Madrid–Extremadura, con proyectos en curso entre Illescas, Talayuela y Cáceres. Esta **combinación de electrificación tradicional**

y alternativas basadas en hidrógeno ofrece una visión integral del proceso de modernización ferroviaria, orientada a reducir emisiones y a impulsar la innovación tecnológica.

La Estrategia prevé culminar su fase de planificación en 2026, para iniciar su despliegue operativo a partir de 2027, en coherencia con el marco financiero plurianual y los objetivos del Pacto Verde Europeo.

El estudio sobre trenes de hidrógeno sitúa a **Extremadura como territorio piloto para ensayar soluciones de movilidad ferroviaria sostenible en regiones interiores y rurales**. Esta orientación abre un espacio de cooperación con el Alentejo portugués, tanto en el ámbito de la **movilidad transfronteriza** como en el desarrollo de **cadenas de suministro locales de hidrógeno renovable**.

El estado actual de la Estrategia Indicativa evidencia un avance firme hacia la modernización del sistema ferroviario extremeño, con especial atención a la sustitución de la tracción diésel por alternativas limpias. Extremadura se posiciona como un territorio estratégico para la implantación de trenes impulsados por hidrógeno verde, alineado con la política europea de movilidad sostenible y con los objetivos de transición energética compartidos entre España y Portugal en el marco del programa POCTEP 2021–2027.

6.1.2. Industria

Para aquellas industrias de producción que requieren altas o muy altas temperaturas (> 500 °C) en sus procesos de producción, no hay, generalmente, alternativas al uso del gas natural u otros combustibles fósiles comercialmente disponibles y por tanto, están identificadas como sectores de difícil electrificación.

Industria química

Muchos procesos químicos y petroquímicos requieren altas temperaturas e incluyen reacciones químicas que liberan gases de efecto invernadero. Un ejemplo de industria química en la región se encuentra en Guareña (Badajoz), y con actividades en el área de productos de limpieza y cuidado personal y del hogar.

Industria siderúrgica

En Extremadura, la industria siderúrgica se encuentra en Jerez de los Caballeros¹³⁴, Badajoz, una planta de más de 120,000 m² con una capacidad de producción anual de 1,2 millones de toneladas. Actualmente desarrolla proyectos para la producción de acero verde, utilizando sistemas híbridos con hidrógeno para reemplazar combustibles fósiles e implementando proyectos para utilizar electricidad renovable. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que por cada tonelada de acero producida, se emiten aproximadamente 1,4 toneladas de CO₂¹³⁵. La Asociación Mundial del Acero estima una emisión de CO₂ ligeramente superior, en torno a 1,9 toneladas^{136,137}. La AIE estima que la producción de acero tiene una intensidad energética de 36,9 GJ por tonelada de acero².

Industria cementera

En el caso de la industria cementera, la ubicada en Alconera en Badajoz tiene una producción anual de cemento de 1,6 millones de toneladas¹³⁸. La AIE estima unas emisiones de 0,6 toneladas de CO₂ por tonelada de cemento producido¹³⁹. En esta industria, la piedra caliza se somete a altas temperaturas

¹³⁴<https://siderbalboa.es/>

¹³⁵<https://www.iea.org/energy-system/industry/steel>

¹³⁶<https://www.recyclingtoday.com/news/worldsteel-co2-report/>

¹³⁷<https://worldsteel.org/data/world-steel-in-figures/world-steel-in-figures-2024/>

¹³⁸<https://www.fundacioncema.org/alconera/>

¹³⁹<https://www.iea.org/energy-system/industry/cement>

dentro del horno para formar óxido de calcio y es en esta fase donde se produce la mayor parte de las emisiones de CO₂. La intensidad energética térmica es de 3,6GJ por tonelada de clínker⁵. Votorantim Cimentos tiene como objetivo limitar las emisiones a 0,475 toneladas por tonelada de producto mediante la sustitución de combustibles fósiles por combustibles alternativos, optimizando el proceso de producción mediante el uso de fuentes de energía renovables e invirtiendo en la eficiencia térmica y eléctrica de la planta, sustituyendo el clínker por subproductos de otras industrias y utilización de procesos innovadores para la captura, uso y almacenamiento de carbono.

Industria agroalimentaria

En el caso del sector agroalimentario, destaca la industria de procesado de tomate con varias empresas con plantas en Villafranco del Guadiana y Santa Amalia (Badajoz) y Miajadas (Cáceres). Son grandes consumidores de energía térmica, utilizan gas natural para producir vapor en el rango del kilovatio térmico. Actualmente, se explora la producción de energía térmica utilizando diversas materias primas, por ejemplo, biogás obtenido a partir de biomasa, aprovechando sus propios residuos. La industria del tomate utiliza hasta 80 MW térmicos durante los meses de campaña en verano, sólo amortizable los meses de campaña en verano.

Industria de granito

La industria de granito es un sector que utiliza gases para la generación de llama y flamear el granito, proporcionándole rugosidad a la superficie de acuerdo a la legislación vigente para su utilización. En la zona de Quintana de la Serena (Badajoz) se encuentra aproximadamente el 90% de las empresas de este sector en Extremadura.

6.2. Emisiones de gases de efecto invernadero en Extremadura

A continuación, se muestran las emisiones totales de gases de efecto invernadero en la Comunidad de Extremadura en el año 2023 y divididas por sectores. En este sentido, el sector energético es el que mayores cantidades de CO₂ emite respecto al resto de sectores de la región, 3.371,30 kt CO₂-eq anuales, de las que 1.817,73 kt CO₂-eq anuales son emitidas por el sector transporte.

Tabla 3. Emisiones de los gases de efecto invernadero en 2023 en Extremadura¹⁴⁰. IPPU: Proceso industrial y uso de productos; LULUCF: uso de suelo, cambio de uso de suelo y silvicultura.

SECTOR DIVISIÓN	Suma de emisiones (kt CO ₂ -eq)
Energía, 1A. Actividades de combustión de combustibles	3,371.30
Energía, 1B. Emisiones fugitivas de combustibles	0.00
IPPU, 2A. Industria mineral	314.11
IPPU, 2C. Industria del metal	47.70
IPPU, 2D. Productos no energéticos procedentes de combustibles y uso de disolventes	9.39
Agrario, 3H. Urea	14.56
Agrario, 3I. Otros fertilizantes que contienen carbono	1.83
LULUCF, 4A. Terrenos forestales	-1,338.72
LULUCF, 4B. Tierras de cultivo	-390.26
LULUCF, 4C. Pastizales	-83.85
LULUCF, 4D. Humedales	-22.67
LULUCF, 4E. Asentamientos	56.57
LULUCF, 4F. Otras tierras	3.81
LULUCF, 4G. Productos madereros recolectados	-34.09

¹⁴⁰ <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/otra-informacion/inv-gei-ccaa.html>

Tabla 4 (Continuación). Emisiones de los gases de efecto invernadero en 2023 en Extremadura¹⁴¹. IPPU: Proceso industrial y uso de productos; LULUCF: uso de suelo, cambio de uso de suelo y silvicultura.

Sector Energía	Suma de emisiones (kt CO ₂ -eq)
1A. Actividades de combustión de combustibles	3,371.31
1A1. Industrias energéticas	35.81
1A2. Industrias manufactureras y construcción	540.84
1A3. Transporte	1,817.73
1A4. Otros sectores	974.93
1A5. No especificado	2.00

6.3. Barreras y desafíos.

6.3.1. Económicos

Los productores de gases renovables a partir de H₂ renovable y CO₂, como el CH₄ sintético, encuentran **dificultad para cerrar contratos a largo plazo**, ya que los productores de CO₂ estiman que el CO₂ **va a convertirse en una materia prima importante y de mayor valor** para la producción de otros combustibles sintéticos y uso en alimentación. **En el caso del H₂ renovable**, los productores también están encontrando dificultades para cerrar contratos debido a la **falta de garantía de uso por parte de los clientes**.

Incertidumbre por parte del sector, tanto de producción como de consumo, para realizar la inversión necesaria para implementar nuevas infraestructuras o adaptar las existentes. **Hay falta de definición del mercado, sus actores y sus papeles**.

Las **alternativas** a los procesos actuales que utilizan hidrógeno deben ser **económicamente competitivas**. Actualmente, el hidrógeno producido por electrólisis de agua tiene un precio elevado comparado con el que se produce a partir de gas natural.

Incertidumbre sobre los **seguros de responsabilidad civil y coste**, desconocimiento sobre las compañías de seguros que aseguren industrias que utilizan nuevos vectores energéticos.

Incertidumbre sobre la **carga fiscal** por el uso de estos nuevos vectores energéticos.

6.3.2. Técnicos

Falta de **conocimiento de la demanda energética** en términos de distritos energéticos. En Extremadura aún no se han identificado áreas de consumo localizado, quiénes son los potenciales productores y consumidores de H₂ y gases renovables en la región.

La planta Turn2X de Miajadas ha comenzado en 2025 a inyectar metano sintético en la red de distribución. Sin embargo, la cantidad inyectada no cubre la demanda de los consumidores de gas natural en sus procesos por tratarse de una planta a escala demostrativa. Esto hace que cualquier industria que quiera utilizar biometano o metano sintético tendría que producirlo para autoconsumo. **Se prevé que una vez exista una planta *first of a kind* (FOAK en inglés) y se demuestre la ventaja económica, habrá más confianza para que el resto de empresas comiencen a invertir en implementar estas tecnologías**. A nivel nacional ha habido varias iniciativas para empezar a inyectar biometano en la red, pero parece que no están funcionando ahora mismo. También, se ha mencionado la **falta de experiencia en la operación de inyección a la red**.

¹⁴¹ <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/otra-informacion/inv-gei-ccaa.html>

Principalmente **los consumidores tienen incertidumbre para realizar cambios en los procesos**, por ejemplo y entre otros aspectos, sobre el proceso de **homologación de nueva infraestructura**.

El caso de la **industria del tomate** es un sector complejo ya que presenta un **consumo de entorno a 80MW térmicos, mayormente en la campaña durante dos meses de verano** por lo que dificulta el desarrollo de tecnologías de autoconsumo, por ejemplo. Una opción podría ser que, durante el resto del año, el gas renovable o bajo en carbono producido para autoconsumo pudiese compartirse con otra industria o con núcleos de población cercano.

6.3.3. Administrativos

Procesos administrativos lentos para la tramitación y obtención de permisos para la puesta en marcha de instalaciones (*permitting*). Los agentes involucrados no están perfectamente identificados. **Falta de formación por parte del personal técnico de la Administración Pública** que limita la regulación, no hay conocimiento tecnológico y los procesos administrativos no están claros y definidos.

6.3.4. Aceptación social

Falta de información, inseguridad e incertidumbre sobre la producción, transporte y uso del H₂ y gases renovables. **Temor a un consumo de agua excesivo** para llevar a cabo la electrolisis y producción de H₂, en territorios donde hay escasez de agua. En Extremadura, un proyecto en la zona de la Serena fue rechazado en el pasado por este motivo. En este sentido, a nivel nacional, **industrias que trabajan en la gestión integral del ciclo del agua están llevando a cabo proyectos de regeneración de agua tras su tratamiento en depuradoras para producción de H₂** y evitar la competencia con agua de consumo. Temor también a la emisión de **olores** que puedan producirse en las plantas de biometano. Para la sociedad en general, hacen falta respuestas científicas, alianzas de comunicación social, **campañas informativas de educación** que permitan trasladar los beneficios de implementación y utilización de hidrógeno y gases renovables. Un ejemplo de actividad que se está realizando en este sentido es la campaña y plataforma “Gas Verde Sí”¹⁴². Se estima que el rechazo social se irá aliviando a medida que se vayan implementando plantas de producción.

6.4. Incentivos y desincentivos.

La principal dificultad para el desarrollo de la cadena de valor es la **falta de marco legislativo**, y en el caso del **hidrógeno**, además, la **falta de demanda, infraestructura**, y su **elevado coste de producción**, unido a la **fluctuación del precio de la electricidad**.

Uno de los principales *cuellos de botella* indicados para el desarrollo de la cadena de valor de hidrógeno y gases combustibles basados en hidrógeno es el **acto delegado para la producción de hidrógeno**¹⁴³, que únicamente contempla el uso de electricidad renovable para su producción.

Para el consumidor industrial de calor hay incertidumbre en varios aspectos a la hora de valorar la transformación de un sistema actual basado en gasóleo, por ejemplo, en una caldera de combustión de H₂. Por ejemplo, la **falta de seguridad y claridad jurídica**, permisos necesarios, explotación, revisión, mantenimiento, etc.

¹⁴²<https://gasverdesi.com/#gas-verde>

¹⁴³https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_23_594

6.5. Oportunidades y potencial

Los procesos de las industrias intensivas en energía se pueden clasificar en función de la energía térmica requerida: baja temperatura (menos de 200 °C), media temperatura (entre 200 y 500 °C), alta temperatura (entre 500 y 1000 °C) y muy alta temperatura (más de 1000 °C)¹⁴⁴. La temperatura del proceso va a definir la tecnología para conseguir la energía necesaria para los procesos y permitirá evaluar las alternativas viables a los combustibles fósiles.

Para los procesos de **baja temperatura (<200°C)**, la **electrificación**, la utilización de **biomasa** y la implementación de **bombas de calor** son ya alternativas viables a los combustibles fósiles, que se están adoptando a gran escala en la industria intensiva en energía. Para los procesos de **alta y muy alta temperatura (>500°C)** no hay, generalmente, alternativas al uso del gas natural (o **biometano**) u otros combustibles fósiles comercialmente disponibles. En estos procesos se está apostando actualmente por el uso de **hidrógeno** como combustible (en una primera etapa, de forma conjunta con gas natural), aunque también existen desarrollos tecnológicos basados en la electrificación o incluso en la modificación de los procesos para reducir las exigencias de temperatura.

Extremadura tiene los recursos necesarios para el desarrollo e implementación de **plantas de producción de gas natural (o metano) sintético o biometano** (radiación solar, terreno, red de gas). Podría haber potencial para descarbonizar la región y exportar el excedente a otras regiones del país. Según informes públicos de PWC, se puede descarbonizar la red nacional para 2040, y en ello, los gases verdes tienen un papel fundamental¹⁴⁵. El potencial de descarbonización de España se estima en 167 TWh/año, recogiendo todos los residuos orgánicos, de Extremadura son 12 TWh/año¹⁴⁶.

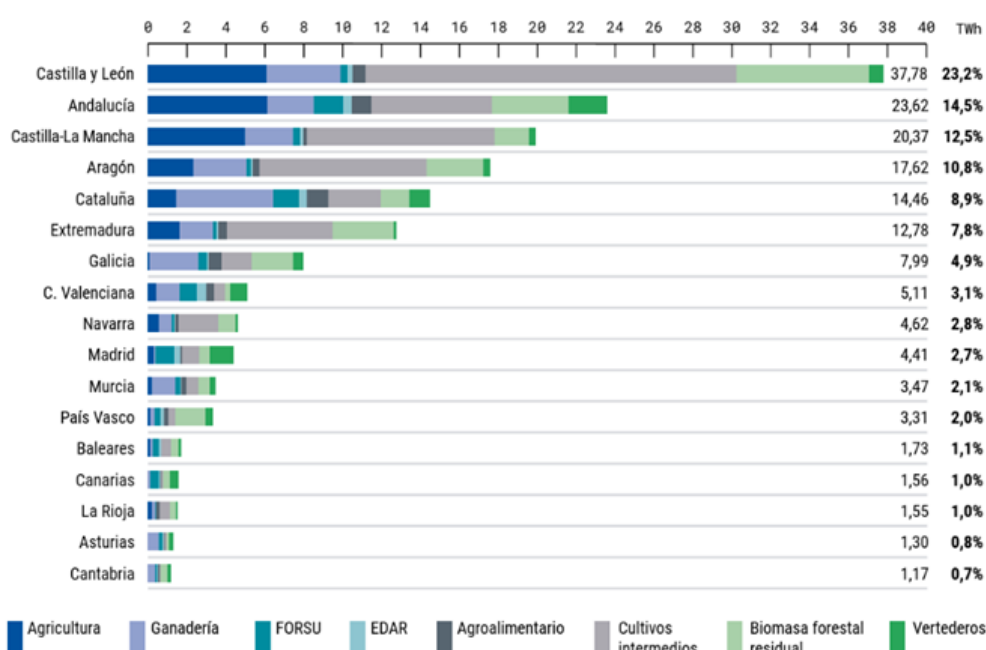


Figura 12. Potencial de producción total de biometano por Comunidad Autónoma en función del tipo de residuo (fuente: Estudio de la capacidad de producción de biometano en España”, Sedigás (colaboración con PwC y Biovic)

¹⁴⁴“Industria intensiva en energía: panorama y políticas relacionadas” Ministerio de Industria y Turismo

¹⁴⁵<https://www.pwc.es/es/sala-prensa/notas-prensa/2024/apuesta-gases-renovables-reduccion-coste-descarbonizar-economia-espanola.html>

¹⁴⁶<https://www.pwc.es/es/sala-prensa/notas-prensa/2024/apuesta-gases-renovables-reduccion-coste-descarbonizar-economia-espanola.html>

En Extremadura no hay plantas de producción de biometano, hay plantas de biogás que llevan operando años en el ámbito de EDARs y vertederos. De momento, se ha solicitado la creación de 30 plantas de producción de biometano aprovechando los residuos generados por la industria ganadera y agrícola. En la producción de biometano, se genera CO₂ biogénico que se puede utilizar para producir metano sintético mediante la reacción con hidrógeno renovable. Se espera la reducción de costes de conexión a la red, lo que impulsará que el gas que se distribuya sea más verde, no haya necesidad de autoconsumo o sistemas locales de producción y consumo y se pueda hacer uso directo de la red.

Una propuesta es intentar replicar los modelos seguidos en otras regiones como por ejemplo Huelva y Asturias.

6.6. Motivaciones y necesidades

Necesaria la creación de entornos controlados de pruebas regulatorio “*sandbox regulatorio*”¹⁴⁷ y técnico “*sandbox técnico*” que permita implementar y llevar a la práctica proyectos de innovación para probar la integración del hidrógeno y gases renovables o bajos en carbono en procesos actuales, supervisado por una autoridad reguladora y que permita probar las tecnologías y modelos de negocio, protegiendo a los consumidores, manteniendo la estabilidad del sistema, y el cumplimiento normativo.

Es necesario un compromiso político con presupuesto que permita el desarrollo y utilización de estos vectores energéticos. Los subsidios o **subvenciones** deben ser herramientas o ayudas para el desarrollo y ejecución de proyectos, ofreciendo una ventaja competitiva que permita al sector anticiparse. Sin embargo, la rentabilidad de las tecnologías no puede depender de dichos subsidios. En este sentido, las **medidas fiscales** pueden promover la inversión o la explotación, sobre todo para la producción inicial. A modo de ejemplo el modelo fiscal de Alemania o Francia, que apoyó inicialmente mediante una subvención proporcionada y desescalonada a la producción.

Es necesaria, por parte de la **administración**, tener una **estrategia clara y estable** en el tiempo para que las empresas se puedan planificar y acomodar a la evolución en los procesos. Una **ventanilla única** para la realización de los diversos trámites administrativos o acceder a información evitaría la complejidad de los trámites.

Además de lo recogido en las entrevistas realizadas a representantes de distintos sectores de la región, la Asociación Española del Hidrógeno, en su censo de proyectos de 2024, ha recopilado en el Anexo I las principales barreras al desarrollo de proyectos comerciales de hidrógeno y sus derivados en España¹⁴⁸.

Tabla 4. Tabla resumen de hidrógeno verde y gases bajos en carbono como solución a la transición energética.

Motivación	Necesidad	Oportunidad	Potencial
------------	-----------	-------------	-----------

¹⁴⁷<https://www.ciencia.gob.es/Innovar/SandBoxes.html>

¹⁴⁸ https://aeh2.org/wp-content/uploads/2024/11/Analisis-del-Censo-Proyectos-AeH2_2024.pdf

Productores energía	Diversificar las carteras, integrar los gases renovables y dirigir proyectos de hidrógeno.	Regulación clara y estable, autorización más rápida, reducción de los riesgos de inversión e incentivos para el uso de residuos.	Explotar los recursos agroindustriales, exportar excedentes de gas renovable e integrarse en la infraestructura de gas existente.	Convertirse en exportadores de gases renovables e innovadores en biometano, metano sintético y H ₂ .
Consumidor energía	Descarbonizar la demanda térmica, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y seguir siendo competitivos.	Suministro fiable y asequible, reducción de los costes iniciales, asociaciones público-privadas.	Proyectos piloto y de demostración, comunidades energéticas, redes térmicas para gestionar las variaciones estacionales.	Transición a combustibles de bajo carbono mientras se prepara para la futura adopción del hidrógeno.
Ingeniería/I+D/Consultoría	Impulsar la innovación, la transferencia de conocimientos y el liderazgo en investigación y soluciones energéticas.	Obstáculos reglamentarios, formación técnica, claridad política, entorno de inversión estable.	Modelos híbridos (energía solar térmica + almacenamiento), distritos térmicos, pilotos de hidrógeno	Posicionar a Extremadura como centro tecnológico de gases renovables, hidrógeno y nuevas tecnologías

7. Hidrógeno verde y gases bajos en carbono: mercado e innovación

El hidrógeno ofrece un vector energético versátil, limpio y flexible para la transición energética y hace posible la integración a gran escala de las energías renovables, ya que permite a los actores del sector energético convertir y almacenar energía en forma de gas renovable. Se puede utilizar para la distribución de energía entre diferentes sectores y regiones y como amortiguador para las energías renovables¹⁴⁹. Ofrece una forma de descarbonizar segmentos de la energía, el transporte, los edificios y la industria, que de otro modo serían difíciles de descarbonizar.

En todos los sectores, vemos el potencial de generar aproximadamente 2250 terawatios hora (TWh) de hidrógeno en Europa en 2050, lo que representa aproximadamente una cuarta parte de la demanda energética total de la UE ¹⁵⁰ La demanda mundial de hidrógeno es de algo menos de 100 Mt y representa el 3% del consumo mundial de energía final. Actualmente, casi todo el hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles se utiliza en la industria: 50% para la producción de amoníaco y metanol y 45% para el refinado del petróleo¹⁵¹.

Actualmente, el consumo de hidrógeno en España se sitúa en torno a las 500.000 t/año, mayoritariamente hidrógeno gris, utilizado como materia prima principalmente en refinerías (en torno al 70%) y en fabricantes de productos químicos (25%), correspondiendo el consumo residual restante a sectores como el metalúrgico ¹⁵². En muchos casos, la producción se realiza directamente en la propia planta de consumo a través de instalaciones de reformado con vapor de gas natural.

Sin embargo, el hidrógeno tiene potencial para ser utilizado en muchas aplicaciones, incluyendo industria, movilidad, integración sectorial, y otros, tal y como se representa en la Figura 10:

- Industria: productos químicos, como el metanol y amoníaco, y el acero
- Movilidad: vehículos personales, autobuses, vehículos pesados, sector marítimo y aviación
- Integración sectorial, dado su rol como vector energético, incluyendo generación eléctrica y de calor, e.g., con pilas de combustibles; almacenamiento de electricidad, por ejemplo, de larga duración, *back-up power*, energía portátil
- Otros usos como generación de calor industrial, etc.

Para muchos de estos usos, el hidrógeno y los gases renovables compiten con la electrificación, mientras que para otros son complementarios.

¹⁴⁹European Commission (2020). *Hydrogen roadmap Europe – A sustainable pathway for the European energy transition*, Publications Office, 2016, <https://data.europa.eu/doi/10.2843/341510>

¹⁵¹ Johnson, N. et al. Realistic roles for hydrogen in the future energy transition. *Nat. Rev. Clean Technol.* 1, 351–371 (2025).

¹⁵² MITERD (2019). Hoja de Ruta del Hidrógeno - Una apuesta por el hidrógeno renovable, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), Madrid, October 2020, <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno.html>

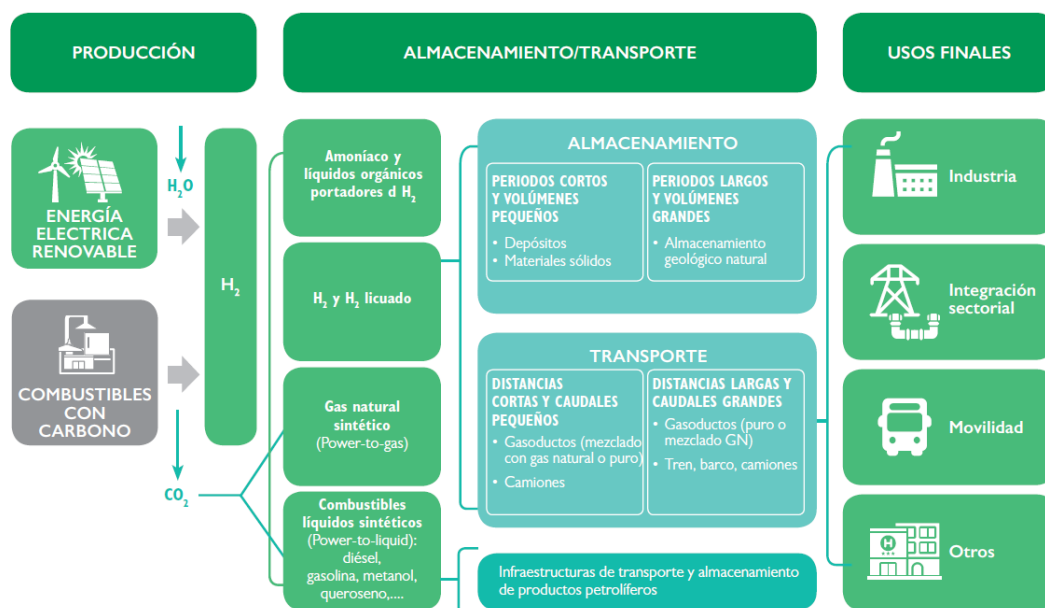


Figura 13. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno. Fuente(MITERD, 2019). Hoja de Ruta del Hidrógeno - Una apuesta por el hidrógeno renovable¹⁵⁴.

El hidrógeno es la mejor (o única) opción para la descarbonización a gran escala de determinados sectores del transporte, la industria y la edificación. En concreto, y según la Comisión Europea (2019)¹⁵¹:

- La descarbonización de la red de gas que conecta la industria europea y suministra **más del 40 % de la calefacción en los hogares de la UE y el 15 % de la generación eléctrica de la UE requiere hidrógeno**. Los productores pueden distribuir hidrógeno mezclándolo con la red existente sin necesidad de grandes mejoras, pero es posible ir mucho más allá. En última instancia, los proveedores de energía pueden convertir las redes para que funcionen con hidrógeno puro.
- En el sector del transporte, el hidrógeno es la opción de **descarbonización más prometedora para camiones, autobuses, barcos, trenes, turismos y vehículos comerciales**, donde la menor densidad energética (y, por tanto, la menor autonomía), los elevados costes iniciales y la lenta recarga de las baterías son importantes desventajas.
- En la **aviación**, el hidrógeno y los combustibles sintéticos derivados del hidrógeno son la única opción a gran escala para la descarbonización directa.
- La industria puede **quemar hidrógeno para producir calor de alta calidad** y utilizarlo como materia prima en diversos procesos.

A continuación, se exponen los usos industriales y domésticos más relevantes para establecer un mercado sostenible en el tiempo. Se han considerado las aplicaciones consolidadas (tratamiento de hidrocarburos, procesos industriales intensivos en energía) y emergentes (generación de calor sostenible, pilas de combustible para vehículos ligeros y pesados, redes de energía térmica doméstica), enfatizando aquellas con mayor potencial de escalabilidad en Extremadura.

7.1. Calor residencial

Las aplicaciones de consumo de alto valor, como la calefacción doméstica y el transporte personal, han atraído mucha investigación e inversión, pero estos sectores se enfrentan a una fuerte competencia de tecnologías alternativas. A pesar del optimismo del pasado, el consenso académico es que el hidrógeno no se utilizará a gran escala para la calefacción de edificios, ya que es menos eficiente y más costoso que la calefacción urbana o las bombas de calor eléctricas. Las calderas de hidrógeno aún no se han adaptado a una escala significativa para la calefacción de espacios. **El calor residencial puede ser muy atractivo para el biometano**, dado que la infraestructura existe, tanto a nivel de distribución (redes), como de consumo (calderas).

7.2. Pilas de combustible para vehículos ligeros y pesados

Los vehículos de pila de combustible de hidrógeno se han propuesto como posibles sustitutos de los motores de combustión interna para descarbonizar el mercado de vehículos personales. Diversas investigaciones han comparado el coste, la conveniencia, la eficiencia y el impacto medioambiental de los vehículos de pila de combustible y los vehículos eléctricos de batería^{153,154,155}, con resultados dispares en función de las vías de producción de combustible asumidas y de los patrones de conducción. Los estudios muestran diversas conclusiones sobre las ventajas e inconvenientes del uso de pilas de combustible o baterías. **La elevada densidad energética gravimétrica del hidrógeno permite mayores autonomías, repostajes más rápidos y vehículos más ligeros**^{156,157,158}. Sin embargo, los vehículos de pila de combustible disponibles en el mercado tienen costes de capital y funcionamiento más elevados que sus equivalentes de batería¹⁵⁹.

Junto con la aplicación del hidrógeno en el vehículo ligero, también se han estudiado determinados casos de uso para su aplicación en vehículos pesados, pudiendo resultar más prometedor. En este caso, **las ventajas de las pilas de combustible sobre las baterías pueden ser más pronunciadas para los vehículos que cubren distancias más largas, tienen una mayor utilización y cargas útiles sensibles a las restricciones de peso**¹⁶⁰. Las flotas cautivas, como las carretillas elevadoras, los vehículos de reparto y los autobuses públicos, necesitarían menos estaciones de repostaje que los turismos, ya que tienen rutas dedicadas y más concentradas¹⁵⁸. La capacidad del hidrógeno para desacoplar el repostaje del suministro eléctrico podría ayudar a mitigar los retos de la recarga de vehículos eléctricos durante los picos de demanda en

¹⁵³ Pollet, B. G., Staffell, I. & Shang, J. L. Current status of hybrid, battery and fuel cell electric vehicles: From electrochemistry to market prospects. *Electrochimica Acta* 84, 235–249 (2012).

¹⁵⁴ Jacobson, M. Z., Colella, W. G. & Golden, D. M. Cleaning the Air and Improving Health with Hydrogen Fuel-Cell Vehicles. *Science* 308, 1901–1905 (2005).

¹⁵⁵ Eaves, S. & Eaves, J. A cost comparison of fuel-cell and battery electric vehicles. *Journal of Power Sources* 130, 208–212 (2004).

¹⁵⁶ Cullen, D. A. et al. New roads and challenges for fuel cells in heavy-duty transportation. *Nat Energy* 6, 462–474 (2021).

¹⁵⁷ Cano, Z. P. et al. Batteries and fuel cells for emerging electric vehicle markets. *Nat Energy* 3, 279–289 (2018).

¹⁵⁸ Schmidt, O. & Staffell, I. *Monetizing Energy Storage: A Toolkit to Assess Future Cost and Value*. (Oxford University Press, Oxford, United Kingdom ; New York, NY, United States of America, 2023).

¹⁵⁹ Ajanovic, A. & Haas, R. Prospects and impediments for hydrogen and fuel cell vehicles in the transport sector. *International Journal of Hydrogen Energy* 46, 10049–10058 (2021).

¹⁶⁰ Borup, R., Krause, T. & Brouwer, J. Hydrogen is Essential for Industry and Transportation Decarbonization. *Electrochem. Soc. Interface* 30, 79–84 (2021).

términos de almacenamiento y desplazamiento de la demanda, pero la caída del coste de las baterías podría acortar esta ventaja¹⁶¹.

Sector aviación

Aunque Extremadura no dispone de un ecosistema relacionado con el ámbito de la aviación, sí cuenta con una de las empresas entrevistadas que, ya instalada en la región, adquirirá conocimiento y experiencia en el ámbito de los biocombustibles para aviación y otros usos a través de una estrategia de negocio fuera de la región con otros socios especializados en este ámbito en la que está inmersa.

Sector transporte pesado por carretera

Otra de las empresas entrevistadas, destaca la **demanda pública de movilidad con hidrógeno verde en flotas de autobuses urbanos**, para lo que tiene un modelo de negocio establecido basado en pilas de combustible recargables con el hidrógeno renovable producido, aunque en ningún caso se ha implementado en Extremadura.

Aportan su visión estratégica sobre la comercialización del hidrógeno verde en el ámbito de la movilidad, al considerarlo más rentable que las aplicaciones del sector industrial. Previamente a las entrevistas, otro representante de la empresa, trasladó la **competitividad del hidrógeno renovable en transporte pesado de mercancías por carretera frente a los combustibles fósiles con la barrera establecida en la mayor inversión** que supone la adquisición de los vehículos frente a los que funcionan con combustibles fósiles.

7.3. Usos industriales

Las industrias intensivas en energía son las mayores consumidoras de hidrógeno, por lo que el hidrógeno verde se presenta como la única opción actual a gran escala para descarbonizar fertilizantes, petroquímica y otros procesos que requieren hidrógeno como materia prima¹⁶². La sustitución de 97 Mt de hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles en 2023 por fuentes limpias podría reducir las emisiones globales en 0,9 GtCO₂ al año¹⁵³. La producción de amoníaco representa el 1% de las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía, lo que representa un gran mercado para la sustitución del hidrógeno derivado de combustibles fósiles¹⁶².

7.4. Almacenamiento de energía de larga duración

El crecimiento mundial de la generación de energía renovable procede principalmente de la energía eólica y solar fotovoltaica (FV), lo que aumenta los retos de equilibrar los déficits de suministro y los picos de demanda sin respaldo de combustibles fósiles¹⁵³. Las baterías pueden equilibrar las fluctuaciones horarias de la energía solar fotovoltaica y la demanda; sin embargo, la intermitencia a lo largo de días, semanas y meses requiere una gran capacidad de almacenamiento y bajos costes energéticos^{160,163}. El almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido a gran escala y de larga duración ha suscitado un interés creciente en la década de 2020, utilizando el excedente de electricidad para producir hidrógeno

¹⁶¹ Forrest, K., Mac Kinnon, M., Tarroja, B. & Samuelsen, S. Estimating the technical feasibility of fuel cell and battery electric vehicles for the medium and heavy duty sectors in California. *Applied Energy* 276, 115439 (2020).

¹⁶² Yang, X., Nielsen, C. P., Song, S. & McElroy, M. B. Breaking the hard-to-abate bottleneck in China's path to carbon neutrality with clean hydrogen. *Nat Energy* 7, 955–965 (2022).

¹⁶³ MIT Energy Initiative. The Future of Energy Storage. MIT Energy Initiative, 2022

mediante electrólisis y convirtiéndolo de nuevo en electricidad para cubrir los déficits de suministro^{164,165,166}.

Pueden almacenarse grandes volúmenes de hidrógeno en cavernas de sal, yacimientos de hidrocarburos y otras rocas porosas, o en tuberías subterráneas^{167,168}. Este proceso tiene una eficiencia de ida y vuelta (30-40%) inferior a la establecida para el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo o de aire comprimido (70-80%)¹⁶⁹. Sin embargo, los volúmenes extremos de almacenamiento de energía requeridos y la necesidad de un coste mínimo por unidad de energía hacen que el almacenamiento geológico de hidrógeno y sus derivados se consideren soluciones viables bajas en carbono^{169,170}.

7.5. Proyectos de innovación e investigación

Se presentarán iniciativas planificadas y en ejecución en centros tecnológicos y empresas locales, incluyendo colaboraciones en programas europeos (Horizon Europe, Clean Hydrogen Partnership) y pilotos a nivel regional. Se destacarán los avances en electrolizadores de alta eficiencia, sistemas de almacenamiento y optimización de procesos mediante digitalización e inteligencia artificial.

Power to Power (P2P)

Sistema piloto para la generación de energía renovable basado en un motor de combustión interna y grupo electrógeno de hidrógeno verde como alternativa a tecnologías convencionales en aplicaciones estacionarias industriales.

El proyecto propone el desarrollo de un sistema piloto integrado que utilice el hidrógeno renovable como vector energético. Este sistema permitirá la **producción de hidrógeno a partir del excedente de energía solar, su almacenamiento seguro y su posterior uso como combustible en un grupo electrógeno** diseñado y desarrollado para trabajar con el motor TCG 7.8 H2 adaptado para aplicaciones estacionarias, garantizando un suministro energético estable y libre de emisiones.

Investigación interdisciplinar de materiales y sistemas a pequeña escala para producir hidrógeno verde con tecnología AEM (AEMH2)

Es un proyecto destinado a producir hidrógeno mediante electrólisis. Se va a desarrollar materiales para la electrólisis del agua con membrana de intercambio aniónico (AEMWE) para **reducir los costes asociados a la tecnología de producción de hidrógeno**. Se va a centrar en crear catalizadores que no dependan de metales preciosos, que son caros y menos abundantes. El objetivo es comprender mejor cómo funcionan

¹⁶⁴ 1. Elberry, A. M., Thakur, J., Santasalo-Aarnio, A. & Larimi, M. Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems. *International Journal of Hydrogen Energy* 46, 15671–15690 (2021).

¹⁶⁵ 1. Shiraishi, K., Park, W. Y. & Kammen, D. M. The role of hydrogen as long-duration energy storage and as an international energy carrier for electricity sector decarbonization. *Environ. Res. Lett.* 19, 084011 (2024).

¹⁶⁶ 1. Dowling, J. A. et al. Opportunities and constraints of hydrogen energy storage systems. *Environ. Res.: Energy* 1, 035004 (2024).

¹⁶⁷ Peacock, A., Edlmann, K., Mouli-Castillo, J., Martinez-Felipe, A. & McKenna, R. Mapping hydrogen storage capacities of UK offshore hydrocarbon fields and exploring potential synergies with offshore wind. *SP* 528, 171–187 (2023).

¹⁶⁸ Hunter, C. A. et al. Techno-economic analysis of long-duration energy storage and flexible power generation technologies to support high-variable renewable energy grids. *Joule* 5, 2077–2101 (2021).

¹⁶⁹ Sepulveda, N. A., Jenkins, J. D., Edington, A., Mallapragada, D. S. & Lester, R. K. The design space for long-duration energy storage in decarbonized power systems. *Nat Energy* 6, 506–516 (2021).

¹⁷⁰ Brown, T. & Hampp, J. Ultra-long-duration energy storage anywhere: Methanol with carbon cycling. *Joule* 7, 2414–2420 (2023).

estos catalizadores mediante estudios detallados y pruebas de rendimiento en la generación de hidrógeno. Además, se va a integrar los distintos componentes del sistema y evaluar su durabilidad en condiciones de funcionamiento.

Alternative routes for basic chemicals production using hydrogen as feedstock (ALCHEMHY, HORIZON-CL4-2024-TT-01-034-101177996)

El principal objetivo de ALCHEMHY es diseñar, desarrollar y ampliar **nuevas rutas de producción electrificada de productos químicos básicos utilizando hidrógeno como materia prima y evaluar su integración en los procesos de producción existentes**, hasta alcanzar un nivel de demostración (TRL 6). En concreto, el proyecto se centrará en: 1) el amoníaco y 2) el metanol y su integración en aplicaciones posteriores de productos químicos y materiales (es decir, textiles, fertilizantes y polímeros), reduciendo significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con la producción de estos productos químicos.

Syngas modular units providing renewable energy from multiple wastes and for different uses (SUPREMAS, HORIZON-CL5-2023-D3-03-02- 101160713)

SUPREMAS contribuirá a la transición energética de los distritos locales apoyando el desarrollo de cadenas de valor circulares en las que los residuos y digestatos desechados de diferentes procesos se valorizarán para obtener electricidad, calor y refrigeración en beneficio de las necesidades energéticas de los distritos locales. SUPREMAS promueve unidades de **producción de gas de síntesis modulares, móviles y sencillas de instalar** para la demostración de su rentabilidad, testeando hasta el nivel de desarrollo de prototipado (TRL 7).

Proyectos productivos de descarbonización interna

Se analizarán casos de estudio de entidades que ya integran hidrógeno verde y gases de bajo contenido de carbono en su cadena de valor interna, mostrando resultados en la reducción de emisiones, la eficiencia energética y el ahorro de costes operativos.

Modelos de negocio y servicios

Se explorarán modelos de negocio innovadores, como **esquemas de suministro de hidrógeno como servicio (HaaS), contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPAs verdes) y plataformas de trading de certificados de emisiones reducidas**. Asimismo, se describirán productos específicos, como sistemas modulares de generación distribuida y soluciones llave en mano para clientes industriales.

Fomento de la colaboración público-privada

Finalmente, se propondrán mecanismos de incentivación para impulsar el desarrollo de mercado, tales como **convocatorias de ayudas mixtas, programas de aceleración para start-ups y certificaciones de sostenibilidad que añadan valor** a productos y servicios.

8. Oportunidades de financiación

En Extremadura, las oportunidades de financiación para proyectos de hidrógeno y combustibles bajos en carbono están disponibles mediante la **combinación de programas de ayudas europeos y nacionales, instrumentos financieros innovadores y modelos de inversión privados**. El apoyo público está disponible a través de diversos mecanismos, incluidos el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, los Fondos Estructurales y programas nacionales (por ejemplo, IDAE, CDTI), complementados por líneas de crédito verde de bancos e instituciones multilaterales. La siguiente tabla ofrece una visión general de los principales instrumentos de financiación actualmente disponibles a nivel europeo, nacional y regional para apoyar la investigación, la innovación, la escalabilidad y el despliegue de hidrógeno renovable y gases bajos en carbono.

Tabla 5. Principales programas y mecanismos de apoyo público para el desarrollo del hidrógeno renovable en España y la Unión Europea

Programa / Ayuda	Organismo / Fuente	Tipo de apoyo / ámbito	Qué apoya / requisitos relevantes
Subastas “Como Servicio” del Banco Europeo del Hidrógeno (esquema “Auctions as a Service”)	IDAE / CINEA / UE	Ayudas directas por kg producido	Proyectos españoles seleccionados por CINEA para producción de hidrógeno renovable certificado RFNBO; electrolizadores con capacidad mínima (ej. 5 MW), estrategia de abastecimiento eléctrico renovable, contratos de venta de hidrógeno, etc. Ayudas durante primeros 10 años de operación. Máximo por proyecto ~ 250 M€. (Sede IDAE)
Valles / clústeres de hidrógeno renovable	MITECO / IDAE / PERTE ERHA / NextGenerationEU	Ayudas de gran escala para despliegue industrial	Creación de clústeres (“valles”) que integren producción, consumo, almacenamiento, distribución de H ₂ . Dotación de ~ 1.200 millones de euros para España. (Plan de Recuperación)
Clean Hydrogen Partnership (Horizonte Europa)	UE / Horizonte Europa	I+D / innovación colaborativa / partenariados público-privados	Financiación para desarrollo tecnológico, innovación en hidrógeno (tecnologías de electrólisis, almacenamiento, transporte, etc.). Convocatorias del “partenariado Clean Hydrogen”. (horizonteeuropa.es)

Tabla 6 (Continuación). Principales programas y mecanismos de apoyo público para el desarrollo del hidrógeno renovable en España y la Unión Europea

Programa / Ayuda	Organismo / Fuente	Tipo de apoyo / ámbito	Qué apoya / requisitos relevantes
Important Projects of Common European Interest (IPCEI)	UE / Estados	Ayudas de estado	Validación por la Comisión Europea de ayudas de estado para olas de proyectos del “IPCEI Hydrogen” (Hy2Tech, Hy2Use, etc.). Apoyo diseñado por cada estado.
H2 Pioneros	IDAE / MITECO	Subvención para proyectos pioneros con viabilidad comercial	Producción y consumo local de hidrógeno renovable en industria, transporte pesado, otros sectores difíciles de descarbonizar. Convocatorias dotadas de ~ 150 millones de euros cada una. (Plan de Recuperación)
ININTERCONECTA STEP	CDTI	Convocatoria de ayudas para proyectos de I+D en cooperación, liderados por empresas	Para agrupaciones de empresas (de mínimo 2, máximo 6) con al menos una pyme. Proyectos desarrollados en al menos 2 CCAA. Presupuesto elegible mínimo establecido (en 2025: entre 1 M€ y 4 M€). Subcontratación mínima del 10% del presupuesto elegible a organismos de investigación. Intensidad de la subvención (2025): hasta el 80% para pymes, 75% para medianas, 65% para grandes empresas. Podría volverse una convocatoria anual, pero no es decidido todavía.
Misiones	CDTI	Convocatoria de ayudas para proyectos de I+D en cooperación, liderados por empresas, para retos estratégicos (“misiones”) preidentificados	Para agrupaciones de empresas (de mínimo 3, máximo 6) con al menos una pyme. Presupuesto elegible mínimo establecido entre 3.5 M€ y 15 M€. Subcontratación mínima del 15% del presupuesto elegible a organismos de investigación. Ningún participante puede ser responsable de más del 70% del presupuesto elegible del proyecto. La convocatoria se repite cada año, pero varían el presupuesto y las misiones.

Los enfoques innovadores, que incluyen garantías parciales, fondos de capital riesgo temático y vehículos de inversión público-privado, capital de riesgo temático y modelos mixtos de subvenciones y préstamos, tienen como objetivo **reducir los riesgos de los proyectos y atraer bancos e inversores privados**. Varios de los programas públicos listados en la tabla precedente permiten el “*de-risking*”, especialmente a través

de **garantías parciales e inversión público-privada**, por ejemplo, con las subastas del Banco europeo del hidrógeno, o los esquemas de financiación de los proyectos IPCEI.

Para reemplazar o complementar tanto subvenciones como financiación privada para proyectos de hidrógeno y gases bajos en carbono, las empresas pueden también recibir **préstamos por parte del Banco Europeo de Inversión (BEI)**. El BEI ofrece esas financiaciones, a tasas de intereses consideradas interesantes, como ya lo hizo para proyectos en España (por ejemplo, para electrolizadores de Iberdrola en Puertollano, Castilla-la-Mancha)¹⁷¹ o incluso para compañías extranjeras, al financiar proyectos de hidrógeno renovable en Chile.¹⁷² La tasa de intereses varía con cada proyecto y su riesgo. Las empresas deben contactar con el banco para recibir una propuesta.¹⁷³

Cabe notar que varios instrumentos de financiación europeos son combinables entre ellos, aunque con ciertas reglas y limitaciones. La Comisión Europea fomenta expresamente la **combinación de subvenciones (grants) con instrumentos financieros (como préstamos del BEI o garantías)**.¹⁷⁴ En cualquier caso, las empresas deseosas de desarrollar proyectos y combinar ayudas públicas deberían averiguar la compatibilidad de los diferentes fondos y préstamos a los que apostarían, a través de documentación especializada o de asesoramiento.¹⁷⁵ Es todavía más necesario cuando empresas quieren combinar financiaciones europeas con nacionales. Según una de las entrevistas realizadas para este informe, **hay incompatibilidades entre, por ejemplo, las convocatorias españolas Pioneros H2 y las del BEH**.¹⁷⁶

En España, el organismo ICEX-Invest in Spain,¹⁷⁷ y su pendiente extremeño Invest in Extremadura¹⁷⁸ ofrecen **acompañamiento** a las empresas deseosas de instalarse en España o en la región. Entre otras cosas, su acompañamiento puede facilitar el **acceso a financiación local**, por ejemplo, a través del organismo Extremadura Avante que ofrece **financiación directa, participación en capital, préstamos participativos y fondos de garantía**.¹⁷⁹

Los **contratos de compraventa de energía a largo plazo** (o *Power Purchase Agreements*, PPAs) son contratos bilaterales a largo plazo (10–20 años) entre un productor de energía renovable y un consumidor (industrial, comercial o público) que **fijan el precio y volumen de la electricidad**. En el caso del hidrógeno renovable, el coste principal siendo la electricidad, es crucial asegurar un precio estable de energía renovable sobre un largo período. Esa necesidad ira creciendo, en un contexto de transición hacia niveles

¹⁷¹ EIB, "Spain: EIB and ICO sign first joint financing for green hydrogen development with Iberdrola", 4 de abril de 2022, accesible en: <https://www.eib.org/en/press/all/2022-189-eib-and-ico-sign-first-joint-financing-for-green-hydrogen-development-with-iberdrola>

¹⁷² EIB, "La UE, el BEI y KfW financiarán proyectos de hidrógeno renovable en Chile por valor de hasta 216,5 millones de euros", 28 de marzo de 2025, accesible en: <https://www.eib.org/en/press/all/2025-161-european-union-eib-and-kfw-to-provide-up-to-eur216-5-million-to-finance-renewable-hydrogen-projects-in-chile?lang=es>

¹⁷³ Banco Europeo de Inversión, "Funciones del BEI", sin fecha, accesible en: https://european-union.europa.eu/institutions-law-budget/institutions-and-bodies/search-all-eu-institutions-and-bodies/european-investment-bank-eib_es#:~:text=Este%20banco%20se%20financia%20en,conceden%20en%20la%20propia%20UE.

¹⁷⁴ Ver por ejemplo, Regulation (EU) 2021/523 of the European Parliament and of the Council of 24 March 2021 establishing the InvestEU Programme, parrafo 54; EIB, "Frequently Asked Questions", "CAN EIB LOANS BE COMBINED WITH EU GRANTS?", sin fecha, disponible en: <https://www.eib.org/en/contact/faq/index?>

¹⁷⁵ Ver por ejemplo: ficompass, "Combination of financial instruments and grants under shared management funds in the 2021-2027 programming period", "Factsheet May 2021", disponible en https://www.ficompass.eu/sites/default/files/publications/Combination%20of%20financial%20instruments%20and%20grants_1.pdf

¹⁷⁶ Ver Anexo II.

¹⁷⁷ ICEX-Invest in Spain

¹⁷⁸ Invest in Extremadura - InvestInExtremadura

¹⁷⁹ Financiación Avante

más altos de penetración de energías variables (eólica y solar en especial), aumentando la volatilidad en los precios de la electricidad sobre los mercados *day ahead* e *intraday*. En resumen, **los PPAs permiten viabilizar inversiones al reducir el riesgo operativo**.

Los **acuerdos de suministro de hidrógeno como servicio (HaaS)** consisten en no vender el hidrógeno como producto físico, sino ofrecerlo como un **servicio integral**. El cliente paga por el **uso o consumo de hidrógeno, sin asumir los costes iniciales de infraestructura** (electrolizador, almacenamiento, compresores, etc.). En general, un proveedor (por ejemplo, el operador del electrolizador) financia, instala y gestiona la planta de producción o distribución. Los clientes (industrias, flotas, municipios) pagan una tarifa por kg o Nm³ de hidrógeno entregado. Esos contratos pueden incluir mantenimiento, garantía de suministro y servicios digitales (monitorización, optimización energética, etc.). **Esos esquemas facilitan el acceso al usuario final, sin inversión inicial, ya que solo pagará por el uso del hidrógeno, al momento de consumirlo y sin tomar riesgo de inversión**. Al mismo tiempo, permiten la inversión inicial del productor, garantizando un comprador para el producto final, un punto que suele ser clave para el cierre financiero de un proyecto. Son combinables con las subvenciones o préstamos vistos en esta sección. Para cerrar estos acuerdos de HaaS, potenciales productores de hidrógeno renovable y de sus derivados podrían buscar consumos industriales y/o flotas captivas de buses o camiones.

Por su parte, **los inversores privados y corporativos** pueden encontrar oportunidades para invertir en el sector del hidrógeno renovable o de los gases bajos en carbono para descarbonizar y **diversificar su portafolio**. Lo pueden hacer a través de varios tipos de estructuras de financiación, con niveles variables de riesgo. Se trata de **Sociedades de Propósito Específico (SPV)** para **coinvertir en un proyecto de producción**, de crear una **joint venture** entre productor y consumidor para asegurar la viabilidad entre varios actores privados desde el inicio, de **plataformas de activos sostenibles** agrupando varios proyectos y diluyendo el riesgo para inversores, o de emitir **bonos verdes** por una plataforma de proyectos de hidrógeno renovable, vendiéndoles a entidades interesadas en cumplir con sus compromisos ESG.

De cara al futuro, hay varias pistas de reflexión en cuanto a la fiscalidad, la eficiencia de la asignación de recursos, el acompañamiento de tecnologías prometedoras, y las iniciativas de financiamiento colectivo. Se indagó en el asunto de la fiscalidad nacional sobre el hidrógeno renovable en la parte dedicada al marco legal y regulatorio, y en su sección 2 (nivel nacional). Ya hay un **compromiso del Estado español en usar la fiscalidad verde para incentivar el hidrógeno renovable** frente al hidrógeno de otras fuentes, según la Hoja de ruta del hidrógeno. No obstante, es un punto que queda por desarrollar. **A nivel regional también se podría modificar la arquitectura fiscal para favorecer proyectos de hidrógeno renovable**.

Otro aspecto importante es el de **mejorar la eficiencia de la asignación de recursos**, ya que varios proyectos ganadores de la primera subasta del BEH han renunciado a las subvenciones, retrasando la ejecución de posibles proyectos. Se denuncia en el sector un **comportamiento especulativo por parte de unos actores que desean más vender un proyecto con subvenciones adquiridas que construirlos**.

Un aspecto que podría ser mejorado es el del acompañamiento de tecnologías desde el laboratorio hasta la demostración y la comercialización, limitando las convocatorias a las cuales hay que aplicar, cada vez costando tiempo y dinero, potencialmente parando el desarrollo de tecnologías clave para el futuro. Se podría plantear un **programa de acompañamiento reforzado y de acelerador para proyectos prometedores**, que podrían ver su financiación extendida a medida de su progreso y de la validación de

unos KPIs. Se podría organizar a nivel tanto estatal que regional, como una línea específica de convocatoria científica.

Para concluir, se puede contemplar la diversificación de las fuentes de inversión en proyectos de hidrógeno renovable y gases bajos en carbono a través de **iniciativas de financiamiento colectivo** (crowdfunding verde). Estas inversiones por ciudadanos o pymes, agrupados en cooperativas u otras estructuras más ligeras, podrían permitir levantar fondos y facilitar la aceptación local, por ejemplo, para pequeños proyectos de producción local de fertilizantes. No obstante, es muy importante ser sumamente cauto con esta opción, visto el diferencial actual de costes entre el hidrógeno renovable y el hidrógeno fósil, que probablemente empeoraría al reducir los efectos de escala. Si estos proyectos fracasan, fragilizaran la aceptabilidad del vector energético.

9. Conclusiones y recomendaciones

9.1. Conclusiones generales

El hidrógeno verde es un vector clave para descarbonizar nuestra sociedad, de forma complementaria a la electrificación. El hidrógeno verde, y sus derivados, son clave para descarbonizar el transporte pesado y de larga distancia, el transporte marítimo, la aviación, y la industria pesada (por ejemplo, la industria química, refinado, y acero). También puede ser muy útil para descarbonizar aplicaciones de calor de alta temperatura, y jugar un papel de almacenamiento de larga duración o estacional.

A su vez, se constata que el biometano puede jugar un rol similar al hidrógeno, contando con infraestructura ya existente por el gas natural.

Desde el punto de vista medioambiental, **el hidrógeno verde puede reducir en un 60–90% las emisiones frente al hidrógeno gris**. Persisten barreras regulatorias, principalmente debidas a la transposición incompleta de las directivas RED III y del Hidrógeno, frenando el mercado.

Extremadura, y a su vez España y Europa, requieren una planificación actualizada, **marcos regulatorios claros para autorizaciones administrativas, y una tramitación centralizada para agilizar la puesta en marcha de los proyectos**. A su vez, se requiere que la regulación permita establecer masas críticas que ayuden a establecer la demanda y la infraestructura necesaria. Para ello, debe **completarse la transposición de la normativa europea** (Directiva RED III y Directiva H2), abordando la clasificación actual del hidrógeno como industria química (para reducir requisitos a los electrolizadores) o los límites de “blending” (hasta el 20%) en redes de gas natural, entre otras barreras técnicas.

A efectos de financiación y ayudas, falta desarrollar, organizar y simplificar el conjunto de normas que regulan el sector, para **generar seguridad jurídica y evitar retrasos administrativos**. Como planteamiento específico y considerando que el suministro eléctrico del electrolizador es responsable de al menos el 50% del coste total de producción de hidrógeno sobre la vida útil de la instalación, **las ayudas públicas no deben concentrarse sólo en el capital, sino también en los costes de operación**, e.g., contratos y mecanismos que garanticen los precios del hidrógeno a largo plazo.

A modo de conclusión de esta sección del informe, se exponen de forma sintética las principales barreras y lagunas identificadas en el desarrollo del hidrógeno renovable en España y en Extremadura, junto con recomendaciones orientadas a su superación.

Barreras y lagunas regulatorias identificadas:

1. Falta de transposición de la normativa europea

Aún no se ha completado la transposición de la Directiva RED III ni de la Directiva de Hidrógeno, ambas necesarias para crear un verdadero mercado del hidrógeno. Aunque desde 2022 se han impulsado medidas a nivel nacional (por ejemplo, para líneas aisladas o directas de hidrógeno, y para electrolizadores), el marco sigue siendo incompleto.

2. Desarrollo insuficiente del régimen legal

Se están otorgando ayudas económicas significativas a nivel nacional y regional. Sin embargo, falta desarrollar, organizar y simplificar el conjunto de normas que regulan el sector, lo que genera inseguridad jurídica y retrasos administrativos.

3. Clasificación del hidrógeno como industria química

Esta clasificación impone requisitos excesivos a los electrolizadores, entre ellos autorizaciones complejas y limitaciones en la disponibilidad de suelo.

4. Fragmentación del marco regulatorio de autorizaciones administrativas

Existen múltiples normas estatales, autonómicas y municipales con competencias que se solapan, lo que dificulta la tramitación de proyectos y la coordinación administrativa.

5. *Blending* limitado en redes de gas natural

El límite actual de inyección de hidrógeno en la red de gas natural es del 5 %, muy por debajo de otros países europeos (hasta el 20 %). El sector considera que no existen impedimentos técnicos relevantes para elevar dicho umbral.

9.2. Conclusiones regionales

Barreras críticas

Los costes de producción, la necesidad de infraestructuras cuando no existe demanda cercana (autoconsumo de hidrógeno) y la aceptación social se han identificado como limitantes para la implantación y explotación de proyectos de producción de hidrógeno verde.

Mercado

En el corto plazo, y a diferencia del hidrógeno que se espera desarrollar ampliamente en el medio-largo plazo (es decir, en la década de 2030), **se ha identificado un claro interés por el biogás/biometano**, al poder establecer sinergias entre compañías energéticas y agroalimentarias (inyección a red, upgrading, metanación y gasificación), facilitando el papel de las ingenierías y consultoras y pudiendo emplearse como base para futuros modelos de negocio replicables en el caso del hidrógeno. Ayudado de una **infraestructura existente**, no obstante, se debe trabajar en **facilitar y coordinar la recogida distribuida de desechos**, así como, la aceptación social de las plantas de producción.

Clúster regional

Existen coincidencias en que **la creación de un clúster regional podría canalizar las demandas del territorio, facilitar la coordinación entre los diferentes agentes y favorecer la participación en proyectos nacionales e internacionales**.

En este contexto, la Agencia Extremeña de la Energía (**AGENEX**) aparece mencionada como un posible **actor clave para asumir funciones de secretaría técnica y acompañamiento estratégico** en este proceso, reforzando así la cohesión y la proyección del ecosistema regional del hidrógeno.

Investigación, innovación y formación

Se ha identificado un interés específico en el **desarrollo de proyectos de investigación aplicada e innovación con participación pública** para las tecnologías del hidrógeno verde y los biogases desde los centros de investigación de referencia (CIAE y Universidad de Extremadura). Las motivaciones se centran en la **reducción del riesgo crítico que supone la elección de la tecnología adecuada y la aceptación social** que puede suponer un proyecto liderado por una entidad pública en comparación con lo que supondría el desarrollo del mismo proyecto por una empresa privada unilateralmente.

Se estima necesaria la creación de entornos controlados de pruebas regulatorio “*sandbox regulatorio*” y técnico “*sandbox técnico*” que permita implementar y llevar a la práctica proyectos de innovación para probar la integración del hidrógeno y gases renovables o bajos en carbono en procesos actuales, supervisado por una autoridad reguladora y que permita **probar las tecnologías y modelos de negocio, protegiendo a los consumidores**, manteniendo la estabilidad del sistema, y el cumplimiento normativo.

Además de la necesidad de **formación especializada para técnicos del mercado del hidrógeno renovable y los biogases** (operación, mantenimiento, administración y estrategia) detectada por las empresas entrevistadas, existe también coincidencia en algunas de ellas en la necesidad de **formación del personal técnico al frente de las tramitaciones administrativas** relacionadas con este ámbito, lo que derivaría en la agilidad de los permisos e interpretación homogénea de convocatorias según experiencias contrastadas por falta de conocimiento técnico en el ámbito del hidrógeno renovable y los biogases por parte de los tramitadores.

En este contexto, **la creación de programas conjuntos entre centros de FP, universidad y sector empresarial aparece como una línea prioritaria.**

9.3. Recomendaciones

Transversal

A falta de contratos por diferencias de carbono operativos plenos (*Carbon Contracts for Difference, CCfD*) que cubran la brecha de coste entre las tecnologías bajas en carbono y las convencionales, **la Junta de Extremadura podría habilitar cofinanciación complementaria como hicieron otras Comunidades Autónomas, pilotar contratos puente de reducción de carbono y facilitar acuerdos de compra con agroindustria, logística y movilidad pública rural.**

Marco regulatorio

Tras la rápida evolución del sector del hidrógeno en los últimos años, la Junta de Extremadura debería **actualizar el Plan Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PEIEC)**, aprobado en junio de 2021, o al menos redactar una **hoja de ruta del hidrógeno que permita actualizar los objetivos y medidas previstas.**

De igual manera, para acompañar el desarrollo del sector de los **gases renovables y singularmente el biometano** se necesitaría una **planificación regional**, ya sea una actualización del PEIEC con objetivos específicos o la elaboración de un plan regional específico.

Recomendaciones:

1. **Creación de un marco jurídico específico para el uso energético del hidrógeno**, diferenciado del uso industrial.
2. **Simplificación de los procedimientos de autorización**, estableciendo distintos niveles de exigencia según el tamaño de los proyectos y el uso de sus productos.
3. **Revisión del límite de *blending***, para permitir una mayor proporción de hidrógeno en las redes de gas natural.
4. **Actualización periódica de la Hoja de Ruta del Hidrógeno** (última revisión en 2020) a nivel nacional y del Plan Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PEIEC) a nivel regional, o elaboración de una hoja de ruta extremeña del hidrógeno.

5. **Mejor coordinación entre los instrumentos de financiación**, con el fin de evitar la dispersión y la complejidad actuales.
6. **Impulso de una fiscalidad verde** que favorezca la competitividad del hidrógeno renovable frente al de origen fósil.
7. **Mayor participación autonómica y local en la planificación y el acompañamiento de los proyectos, incluyendo incentivos fiscales y ayudas regionales específicas.**
8. **Asegurar la presencia de agentes públicos formados** en números suficientes para procesar adecuadamente y sin demora los proyectos de hidrógeno renovable.

En el caso del **biometano**, no se necesitan tantos cambios ni apoyo en dinero público como en el caso del hidrógeno renovable. No obstante, una **planificación regional**, que sea una actualización del PEIEC con objetivos específicos para los gases renovables y singularmente el biometano, o la elaboración de un plan regional para el biogás y el biometano **aparece necesaria para acompañar el desarrollo del sector**. Adicionalmente, **se podrían facilitar los procedimientos de autorización administrativa, por ejemplo, publicando unas pautas aclarando todo el proceso, así como los requisitos relacionados**, y, como en el caso del hidrógeno, asegurando un número suficiente de agentes públicos adecuadamente formados para procesar los expedientes de plantas de biometano.

Simplificación de trámites administrativos

La implementación de una **ventanilla única autonómica** con tramitación **paralela y coordinada** (energía, industria, ambiente, urbanismo, seguridad) y **personal técnico de la Administración Pública formado específicamente** en el ámbito del hidrógeno verde y los biogases, además de la elaboración de **guías técnicas** para electrolizadores, tuberías y almacenamiento, y **acuerdos de nivel de servicio claros** (*Service Level Agreements, SLAs*), facilitarían los procesos administrativos y reducirían los tiempos de las autorizaciones requeridas.

Incentivos fiscales

Ya hay un **compromiso del Estado español para usar la fiscalidad verde para incentivar el hidrógeno renovable** frente al hidrógeno de otras fuentes, según la Hoja de ruta del hidrógeno. No obstante, es un punto que queda por desarrollar. **A nivel regional, también se podría modificar la arquitectura fiscal para favorecer proyectos de hidrógeno renovable.**

Investigación e innovación

Se podría plantear un **programa de acompañamiento reforzado y de acelerador para proyectos prometedores**, que podrían ver su financiación extendida a medida de su progreso y de la validación de unos KPIs.

Datos y planificación

Para planificar de forma inteligente y robusta, se requieren datos e información detallada, pero se ha constatado que aún no se han podido compilar ni por lo tanto analizar. Por ello, un análisis detallado con resolución temporal y espacial de las fuentes renovables, fuentes de CO₂, infraestructuras y puntos de demanda podría ser muy útil, a nivel regional, y nacional. Estos datos serían la base para entender el coste, ganancias y emisiones de las futuras plantas de hidrógeno y biometano.

A su vez, se recomienda **integrar estos vectores de energía en modelos de sistemas energéticos**, que son herramientas de modelado muy útiles **para analizar la descarbonización del sistema energético**, incluidas

las tecnologías disponibles para diversos sectores en Extremadura y España, a lo largo de la transición energética.

Estos análisis, a su vez, permitirán entender efectos ecosistémicos tales como el **impacto en el consumo de agua, y oportunidades de exportación a otras regiones**.

Colaboración público-privada

Es fundamental contar con una estrategia a largo plazo de colaboración público-privada que integre un acompañamiento de tecnologías emergentes destacadas, para trabajar de forma continua y optimizar su integración en el mercado. En este sentido, la financiación pública que se emplee en este acompañamiento debe evitar que dichas tecnologías se queden estancadas antes de su comercialización, el llamado valle de la muerte tecnológico.

Aceptación social

La aceptación social es clave para la transición energética y, en particular, para la integración del hidrógeno verde y del biometano. Hay que distinguir aceptación y uso, y se constata que las plantas de hidrógeno verde son en mayor medida aceptadas, pero su uso desconocido, mientras que el uso del biometano es aceptado (por ser equivalente al gas natural) pero su producción encuentra rechazo social, principalmente por malos olores. Por lo tanto, existe un amplio trabajo por hacer, científico, administrativo y comercial, para mejorar la aceptación social de estas tecnologías y reducir riesgos futuros, p. ej., relacionados con el uso del agua.

La aceptación social también pasa porque la ciudadanía vislumbre claramente que el despliegue de la tecnología para el hidrógeno verde y los biogases tiene **impacto positivo en la economía local y el desarrollo real de la región**. Para este objetivo, la estrategia de impulso de estas tecnologías requiere **planes de acción en los ámbitos de la sensibilización, la formación especializada y el apoyo al emprendimiento**, que repercutan en el desarrollo de nuevos modelos de negocio locales que aporten servicios y productos especializados al ecosistema del hidrógeno verde y de los biogases.

Impacto ambiental

Se recomienda realizar un **análisis específico del impacto ambiental en la región** (mediante el ACV) **para la producción de hidrógeno verde**. Un ACV para el hidrógeno verde, como estudio de caso específico para Extremadura, ayudaría a determinar la **combinación óptima para la producción de hidrógeno en la región**, garantizando que la transición al hidrógeno verde reduzca las emisiones y, al mismo tiempo, **aborde el uso del agua, los requisitos de tierra y los impactos en el ecosistema**.

Además, **permitiría a los responsables políticos dar prioridad a las fuentes más sostenibles**, equilibrar la preservación ecológica con el crecimiento industrial y posicionar a la región como líder en hidrógeno verde, minimizando al mismo tiempo las compensaciones medioambientales.