

ANÁLISIS DEL CENSO DE PROYECTOS AeH₂ 2025



Octubre 2025

Índice de contenido

Análisis global.....	3
Proyectos de investigación (TRL 3-4).....	4
Proyectos demostradores (TRL 5-8)	5
Proyectos comerciales.....	7
Comparativa con Censo de Proyectos AeH2 2024	13
Anexo I - Barreras al desarrollo de proyectos comerciales de hidrógeno y derivados en España	16
Electricidad.....	17
Offtakers	19
Marco Normativo	21
Acceso a financiación pública.....	23
Agua.....	25
Suministro de equipos.....	26
Suelo.....	28
Servicios	29

Análisis global

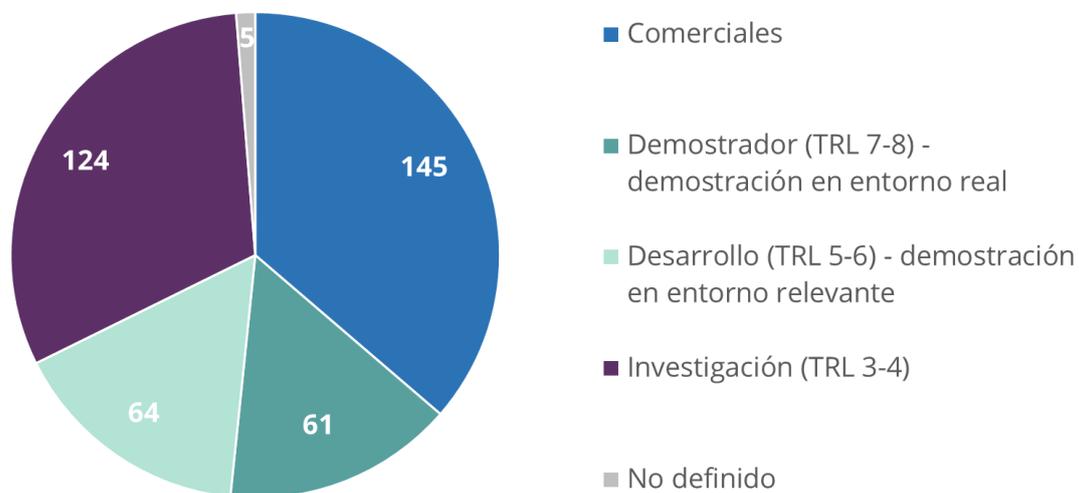
La información que se presenta en este documento ha sido elaborada a partir de los datos aportados por los socios en relación con los proyectos que están desarrollando, en el marco de la actualización del Censo de Proyectos AeH2 de 2025

Antes de comenzar con el análisis, es importante señalar que en esta tercera edición del Censo se ha vuelto a poner a disposición de los socios, a través del formulario de recogida de información, la posibilidad de incluir datos marcados como “confidenciales”. Dichos datos no se muestran en el Mapa Interactivo disponible en la web, pero sí han sido revisados por el equipo técnico, que los ha tratado y agregado en los análisis realizados, garantizando en todo momento la confidencialidad de la información aportada por los socios.

En la actualización del Censo de Proyectos de la AeH2 2025 se han registrado **399 proyectos**, y han participado **80 socios** de la AeH2.

En esta edición se ha ampliado la información recogida, incluyendo el despliegue de energías renovables y baterías asociadas al proyecto, la estimación de creación de empleo directo e indirecto y los suministradores de equipos y servicios principales.

El Censo recoge proyectos de investigación (TRL 3-4), proyectos demostradores en entornos relevantes (TRL 5-6), proyectos demostradores en entorno real (TRL 7-8) y proyectos comerciales. La distribución de los proyectos registrados en el Censo 2025 por rango de TRL es la siguiente:



NOTA: En los casos en que un proyecto indica varios rangos de TRL, se toma como referencia el nivel superior para el análisis. Esto puede deberse, por ejemplo, a que el proyecto evolucione desde un nivel de madurez tecnológica inicial hacia uno más avanzado, o a que combine una tecnología madura con un componente innovador aún en desarrollo.

El total de **presupuesto o inversión total** estimada reportada por los proyectos del Censo 2025 supera los **33 000 M€**, de los cuales, hasta el momento, **unos 2800 M€ provienen de financiación pública**. La distribución entre inversión privada y financiación pública varía considerablemente en función del rango de TRL por lo que también se analizará por separado en las siguientes secciones.

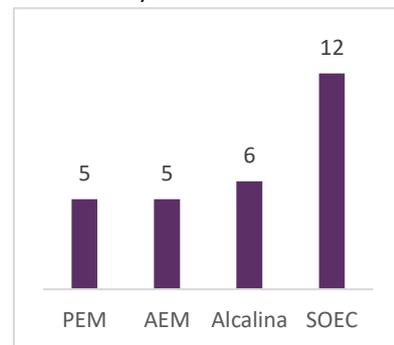
Proyectos de investigación (TRL 3-4)

En esta sección se analizan en detalle los **124 proyectos de investigación**, presentados por 24 socios de la AeH2, entre los que se incluyen centros de investigación y tecnológicos, fundaciones, universidades y empresas con actividad en I+D de bajo TRL.

Esto demuestra la gran capacidad de desarrollo tecnológico y el elevado potencial investigador, así como la diversidad de entidades con las que cuenta España enfocadas en estas tecnologías estratégicas.

El eslabón de la cadena de valor que se investiga con mayor frecuencia es la producción de hidrógeno, con un total de 45 proyectos, 31 de ellos se enfocan exclusivamente en producción; el resto combina producción con otros eslabones de la cadena de valor. En particular, destaca la investigación conjunta de producción y uso, con 12 proyectos (por ejemplo: materiales o procesos aplicables tanto a electrolizadores como a pilas de combustible).

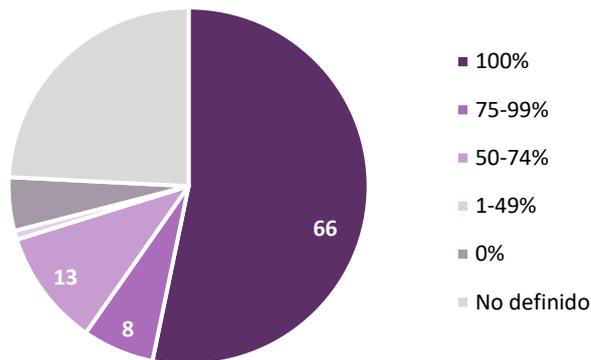
Entre los proyectos de investigación en producción de hidrógeno, destacan aquellos centrados en electrólisis (materiales innovadores, tratamientos alternativos, uso de agua marina o residual, entre otros). Un total de 24 proyectos se centran en este método de producción, y abarcan las cuatro tecnologías de electrólisis; destacando la de óxido sólido (SOEC) con 12 proyectos.



NOTA: varios proyectos investigan más de una tecnología.

También se han registrado proyectos que investigan otras tecnologías de producción de hidrógeno como el reformado con vapor, biológica, gasificación o fotoelectrólisis.

El siguiente eslabón de la cadena de valor más comúnmente investigado son los usos del hidrógeno, con un total de 27 proyectos que indican tener actividad en esta área (15 de ellos de forma exclusiva y el resto en investigación conjunta con otros eslabones de la cadena de valor). Las aplicaciones investigadas son muy diversas, destacando las industriales y producción de derivados (7 proyectos) junto con las aplicaciones en movilidad (8). Otros proyectos investigan también las aplicaciones portátiles o el uso residencial del hidrógeno. Varias de estas aplicaciones abarcan más de un uso.



Número de proyectos de investigación por porcentaje de financiación pública recibida.

La inversión total indicada por estos proyectos de investigación asciende a 176 M€, con un elevado peso de financiación pública (Más de 135 M€). De los 124 proyectos, 87 cuentan con financiación pública de al menos el 50% del presupuesto (siendo 66 de ellos beneficiarios de una subvención al 100%). Esto es indicativo de la apuesta y compromiso de la Administración por la I+D en tecnologías del hidrógeno.

Analizando el origen de la financiación, el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades ha movilizado la mayor cantidad de inversión, a través de distintos organismos y líneas de financiación. La [Agencia Estatal de Investigación \(AEI\)](#) ha financiado un gran número de proyectos, aunque estos son comparativamente más pequeños en términos de inversión total, mientras que los proyectos más grandes reciben la subvención por parte del [Centro para el Desarrollo Tecnológico y la Innovación \(CDTI\)](#) o el [Plan Complementario de H2 Renovable](#) (cofinanciado por las Comunidades Autónomas). Destacan también la [Clean Hydrogen Partnership \(CHP\)](#) (fondos europeos) y la apuesta del Gobierno Vasco por la I+D en hidrógeno, con programas como [Hazitek](#) y [Elkartek](#), tanto por número de proyectos financiados como por cuantía movilizada.

Entidad Financiadora	Nº proyectos	Financiación (M€)
Ministerio de Ciencia Innovación y Universidades / Agencia Estatal de Investigación	26	7,62
Ministerio de Ciencia Innovación y Universidades / CDTI	9	22
Ministerio de Ciencia Innovación y Universidades / Plan Complementario H2 Renovable	7	17,1
Clean Hydrogen Partnership	14	35
Gobierno Vasco	26	26,31
IDAE	8	5,23
Otros	31	> 23

También otras comunidades autónomas como Cataluña, Extremadura, Comunidad de Madrid y Comunidad Foral de Navarra están apoyando a proyectos de I+D en hidrógeno.

Proyectos demostradores (TRL 5-8)

En esta nueva edición del Censo de proyectos AeH2, se han recogido **125 proyectos demostradores**. De estos, 64 prueban la tecnología en un entorno relevante (por ejemplo, plantas piloto que simulan las condiciones de operación real), mientras que los otros 61 lo hacen en el entorno real. Estos proyectos han sido presentados por 37 socios de la AeH2. Del total de proyectos demostradores, 77 proceden de centros de investigación y universidades (15 entidades) y 48 de empresas (22 entidades).

En este rango de TRL observamos una gran cantidad de proyectos demostradores ya en operación (71) y en construcción (22).

El eslabón de la cadena de valor más frecuente en el que se enfocan los demostradores, en este caso, son las aplicaciones del hidrógeno con 37 proyectos dedicados exclusivamente a ello. Otros 34 de demostración conjunta de uso del hidrógeno y al menos algún otro eslabón de la cadena de valor del hidrógeno, como la producción o el almacenamiento).

	N° proyectos		N° proyectos		N° proyectos		N° proyectos
Industrial	14	Producción de derivados	13	Movilidad	16	Uso residencial	7
<i>Calor de proceso</i>	7	<i>Amoniaco</i>	10	<i>FCEVs</i>	7		
<i>Power to Power</i>	4	<i>Metanol</i>	3	<i>Autobuses/Camiones</i>	4		
<i>Acero</i>	4	<i>eSAF</i>	1	<i>Barco</i>	4		
<i>Otros*</i>	7	<i>Metano GNS</i>	1	<i>Avión</i>	3		

* Otros usos industriales incluyen el uso en la industria cerámica, del cemento, del aluminio y del vidrio, entre otros.

NOTA: varios proyectos demostradores tienen más de una aplicación (dentro del mismo o de distintos sectores).

A continuación, destacan los proyectos demostradores de tecnologías de producción de hidrógeno (24 centrados exclusivamente en la producción y otros 37 que abarcan además otros eslabones de la cadena de valor, principalmente almacenamiento y usos). La mayoría de estos proyectos se enfocan en electrólisis alcalina (15) y de membrana de intercambio de protones, PEM (12), aunque también se han identificado demostradores que prevén su puesta en marcha en los próximos tres años para ensayar tecnologías de electrólisis de óxido sólido (SOEC, 9) y de membrana de intercambio aniónico (AEM, 4). En conjunto, estos proyectos representarían cerca de 12 MW de capacidad de electrólisis en demostradores que oscilan entre 0,5 y 2,5 MW, y otros de escala de laboratorio.

Por otro lado, se han registrado 12 proyectos demostradores de tecnologías de producción alternativas a la electrólisis como el reformado con vapor, el reformado autotérmico, la gasificación, la gasificación supercrítica, la deshidrogenación electroquímica de LOHCs (siglas en inglés de *Liquid Organic Hydrogen Carrier*; portadores orgánicos líquidos de hidrógeno) o la fermentación oscura; empleando materias primas diversas como biomasa, biogás, lodos de depuradora, lodos industriales o residuos forestales.

En este rango de madurez tecnológica se incluyen los proyectos “H2Med” y “Red Troncal de Hidrógeno” por sus características de proyectos *first-of-a-kind*, cuyo presupuesto total estimado supera los 6000 M€. También se incluye en este rango de TRL el “CYLH2VALLEY”, con un presupuesto aproximado de 380 M€ (contemplando el conjunto de todos los proyectos desarrollados en el marco de este Valle).

Si excluimos estos tres proyectos, cuyo presupuesto es considerablemente superior a la media del resto de demostradores, el presupuesto estimado para esta categoría rozaría los 320 M€ con una financiación pública de unos 233 M€.

En este caso observamos que las fuentes de financiación de los proyectos demostradores son muy diversas, aunque sí podemos distinguir cuatro entidades predominantes. Entre ellas, destaca el [Centro para el Desarrollo Tecnológico y la Innovación \(CDTI\)](#) tanto por el número de proyectos como por la cuantía financiada, siendo especialmente relevante su programa “Misiones”.

Entidad Financiadora	Nº proyectos	Financiación (M€)
Ministerio de Ciencia Innovación y Universidades / Agencia Estatal de Investigación	11	7,4
Ministerio de Ciencia Innovación y Universidades / CDTI	17	59,8
Clean Hydrogen Partnership	13	36,16
IDAE	12	27
Otros	35	97,7

Destacan, también, algunas Comunidades Autónomas como el Principado de Asturias, Cataluña, la Comunidad Foral de Navarra o la Comunidad Valenciana que subvencionan proyectos demostradores de tecnologías del hidrógeno a través de diversas ayudas de carácter autonómico.

Proyectos comerciales

Se han registrado un total de **145 proyectos comerciales**, presentados por 41 socios al Censo de Proyectos AeH2 2025.

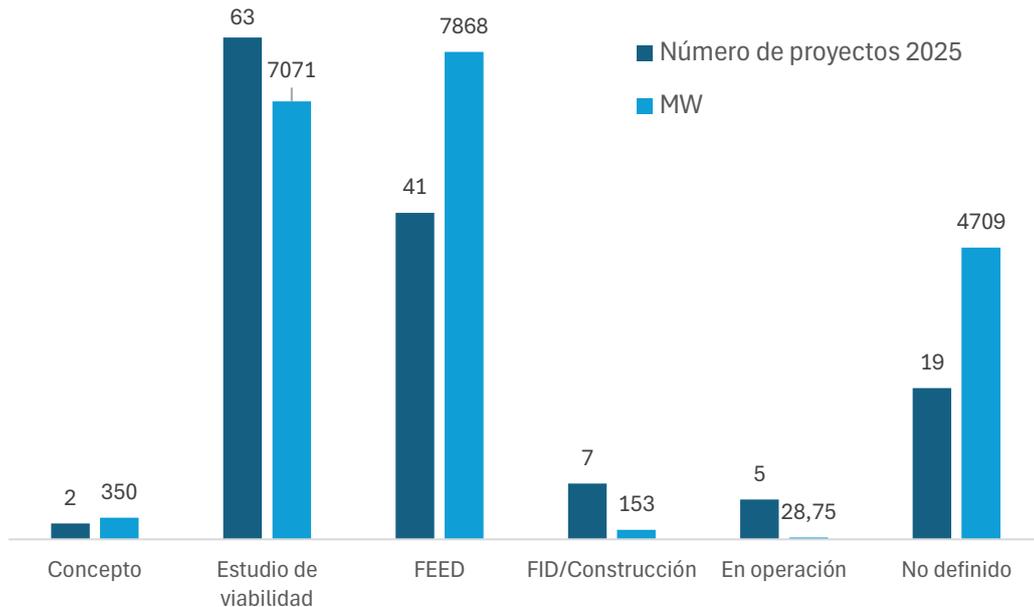
Prácticamente la totalidad de estos proyectos incluyen la producción de hidrógeno, y muchos de ellos la combinan con otros eslabones de la cadena de valor (como el almacenamiento, el transporte/distribución o el uso final del hidrógeno). Se registran 63 proyectos que plantean conjuntamente tanto la producción del hidrógeno como su uso (se trataría de proyectos integrados con la producción y uso en el mismo emplazamiento, o “proyectos valle” donde la producción y el uso están próximos).

NOTA: el Censo de Proyectos 2025 incluye un grupo reducido de proyectos comerciales que no tienen vinculada capacidad de electrólisis (8). Para facilitar la comparativa entre proyectos del mismo tipo, los gráficos y conclusiones que se presentan a continuación consideran únicamente los proyectos comerciales que cuentan con potencia de electrólisis registrada.

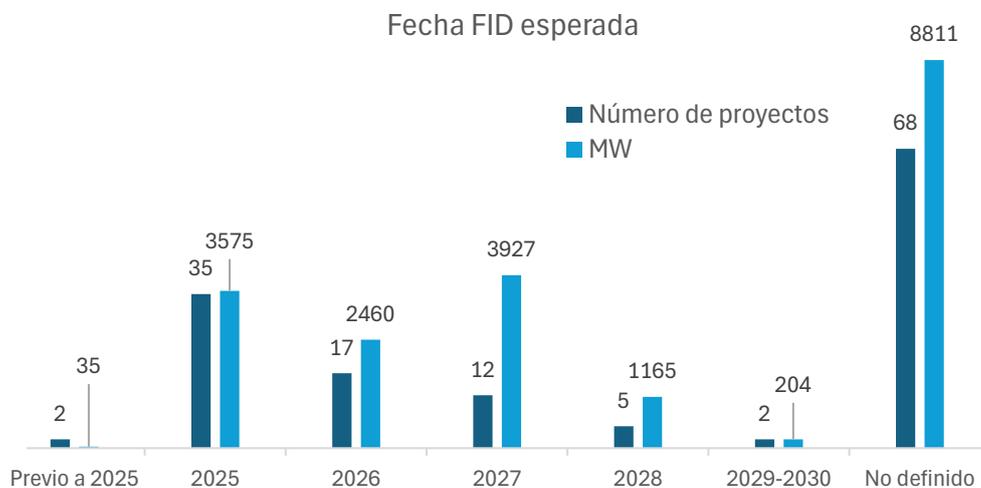
De ejecutarse en su totalidad, estos proyectos aportarían en torno a 20 GW de capacidad de electrólisis instalada y una producción estimada de 2,65 millones de toneladas de hidrógeno al año.

Sin embargo, debemos tener en cuenta que un gran número de estos proyectos (cerca del 50%) se encuentra en etapas preliminares de su desarrollo (concepto, estudio de viabilidad). En el gráfico, se puede observar como una cantidad significativa de proyectos ha avanzado a la etapa de *FEED* (siglas en inglés de *Front-End Engineering Design*; Diseño de Ingeniería *Front-End*) (el

30%). En esta fase, se terminan de definir aspectos clave del proyecto, se identifican los suministradores de equipos, continúan las negociaciones con los *offtakers* buscando alcanzar compromisos de compra, se definen las fases de construcción y los tiempos asociados y se afinan los costes. Se trata de una etapa clave, previa a la toma de decisión final de inversión. Por último, se aprecia que ya existen proyectos de escala comercial en operación y otros que ya han superado el FID (siglas en inglés de *Final Investment Decision*; decisión final de inversión), y han iniciado la fase de construcción.



Esto nos indica que, aunque existe un gran apetito e interés en el sector por desarrollar proyectos comerciales, estos llevarán un tiempo ya que la mayoría de los proyectos planteados aún se encuentran en estados preliminares de desarrollo. Además, para que se puedan desarrollar de forma adecuada será necesario eliminar o reducir las barreras que actualmente están experimentando los promotores de estos proyectos y que dificultan su implementación (ver Anexo I).

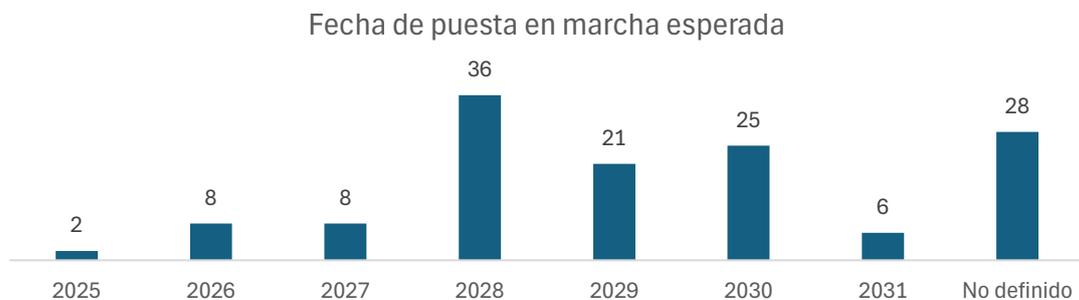


Una gran cantidad de proyectos (35, que sumarían aproximadamente 3,5 GW de capacidad de electrólisis instalada) han indicado que esperan alcanzar su decisión final de inversión antes de que finalice 2025. A principios de octubre de 2025 (fecha de publicación de este informe), 5 de estos proyectos, con una capacidad equivalente a 118 MW, ya han confirmado su FID, mientras que los restantes continúan avanzando hacia su decisión de inversión. En el gráfico se incluyen también dos proyectos adicionales, que suman 35 MW, que alcanzaron FID en años previos y actualmente se encuentran en construcción.

Por otro lado, analizando el gráfico, destaca la anualidad 2027 en la que una menor cantidad de proyectos, pero de tamaño sensiblemente superior, esperan alcanzar FID (12 proyectos, con 3,9GW de capacidad de electrólisis instalada).

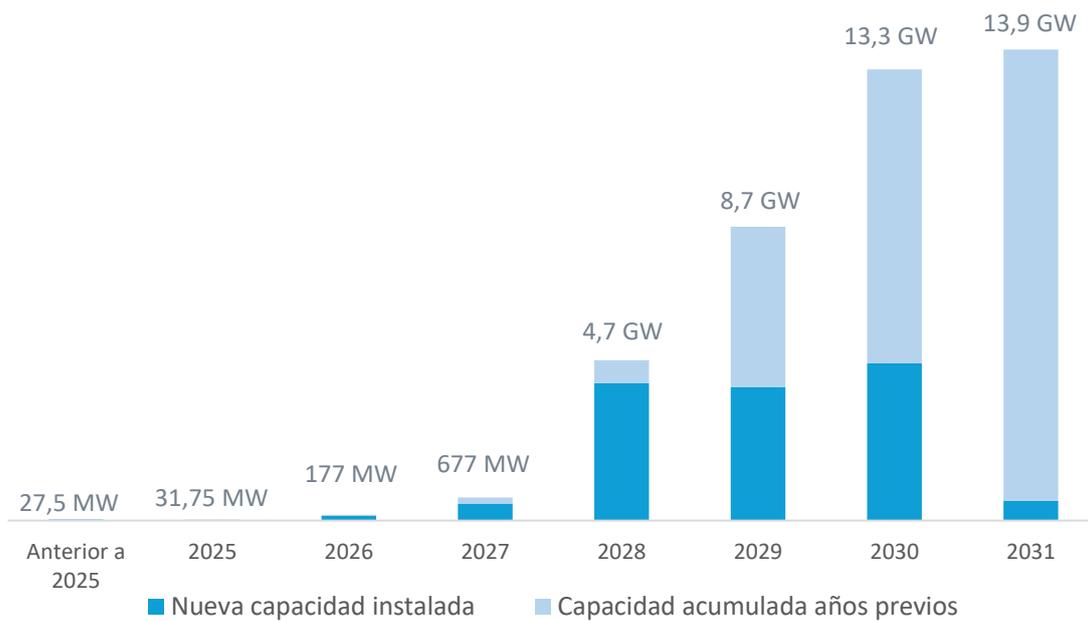
Muchos otros proyectos (68, equivalentes a unos 8,8 GW de capacidad de electrólisis instalada) no indican su fecha esperada de decisión final de inversión, bien por no conocerla con exactitud o por la alta sensibilidad de este dato.

Los promotores estiman que se requieren entre 1 y 4 años para construir los proyectos (desde la toma de decisión final de inversión hasta su puesta en marcha).



Según los datos indicados por los socios, 8 nuevos proyectos esperan entrar en operación a lo largo de 2026 y 8 más esperarían hacerlo durante el 2027. En 2030 se habrían puesto en marcha un total de 111 proyectos.

Traduciendo esta línea temporal de puesta en marcha esperada de los proyectos a capacidad de electrólisis instalada, obtendríamos el siguiente gráfico:



NOTA: el resto de los proyectos, hasta alcanzar los 20 GW de electrólisis instalada no han indicado la fecha estimada para su puesta en marcha.

	Nº proyectos	MW electrólisis
Solo renovable de conexión directa	18	2530
Solo PPA renovable	23	3090
Renovable de conexión directa + PPA renovable	55	5496
Renovable de conexión directa + conexión a red	3	516
Otras	10	3375

Se han recogido también datos relativos a la estrategia de obtención de la electricidad necesaria para la operación de los electrolizadores. En este caso, tanto por número de proyectos como por MW asociados, destaca la opción de desarrollo de renovables de conexión directa a la planta, complementados con PPAs (siglas en inglés de *Power Purchase Agreements*; contratos de compra de energía eléctrica) renovables para aumentar el número de horas de operación de los equipos.

Este año, desde la AeH2 se ha consultado a los promotores de proyectos comerciales si plantearían desplegar energías renovables asociadas al proyecto y, de ser así, cuántos MW y de qué tipo. Un total de 52 proyectos plantean desplegar únicamente capacidad fotovoltaica, 2 solamente eólica y otros 12 proyectos plantean el despliegue de plantas de energía renovable tanto eólica como fotovoltaica para abastecerse. Sumando el total de las estimaciones aportadas por los promotores de estos proyectos se podrían llegar a alcanzar 2,5 GW de energía eólica y hasta 14,5 GW de solar fotovoltaica. Aunque, como se ha comentado a lo largo del informe, es importante tener en cuenta que gran parte de estos proyectos aún se encuentran en estados preliminares de desarrollo, si contabilizamos solo aquellos proyectos que se encuentran ya en FEED o incluso han alcanzado FID las renovables asociadas serían de unos 2GW de eólica y 5,5 GW de solar fotovoltaica.

Por otra parte, un total de 10 proyectos indican que planean incorporar baterías, las cuales sumarían una capacidad total de almacenamiento de 4,5 GWh.

Respecto a la tecnología de electrólisis que esperan emplear estos proyectos destaca la electrólisis alcalina, tanto por número de proyectos como por MW asociados. También un gran número de proyectos apuestan por tecnología exclusiva PEM, aunque estos son comparativamente más pequeños en términos de capacidad instalada. Otros proyectos plantean la combinación de varias tecnologías de electrólisis y muchos otros aún no han definido la tecnología que emplearán, ya que se encuentran en etapas preliminares y están analizando la configuración que más les conviene.

	Nº proyectos	MW electrólisis
Solo Alcalina	61	7765
Solo PEM	42	2354
Alcalina, PEM	9	3442
Alcalina, PEM, SOEC	1	151

Un total de 23 proyectos plantean sistemas de almacenamiento de hidrógeno en depósitos (como gas comprimido) asociados al proyecto. Tanto la capacidad de almacenamiento, en toneladas, como la presión de almacenamiento, en bar, varía en función del tipo de proyecto.

	Nº proyectos	MW electrólisis
Solo través de un hidroduto	11	2687
Solo <i>blending</i>	23	3320
Soluciones combinadas*	13	4088

En lo relativo al transporte y distribución del hidrógeno producido en estos proyectos, destaca la opción del *blending* (inyección en la red de gas natural como hidrógeno puro) en número de proyectos. Por otro lado, en MW asociados la opción más recurrente es la de soluciones combinadas.

*Incluye tanto combinaciones de los anteriores como combinaciones con hidrógeno líquido, portadores líquidos y/o inyección en red de gas previa metanación.

La trasposición a nivel nacional de la DERIII será un aspecto crucial en este punto. La AeH2 trasladó al MITERD, mediante las alegaciones conjuntas

presentadas en el trámite de audiencia e información pública del Proyecto de Real Decreto de fomento de los combustibles renovables (que transpone los objetivos de descarbonización del transporte de la DER III, incluidos los subobjetivos de RFNBO), la importancia de que el texto definitivo recoja explícitamente que el *blending* —asociado a un contrato de compra y consumo y con su correspondiente prueba de sostenibilidad— pueda generar certificados redimibles por los sujetos obligados. Esto permitiría descentralizar los puntos de producción de RFNBO respecto a los puntos de consumo y facilitaría el cumplimiento de los objetivos establecidos en la propuesta de Real Decreto, facilitando el caso de negocio para los más de 20 proyectos del Censo que suponen más de 3GW de electrólisis instalada que indican que transportaría el hidrógeno producido en sus proyectos mediante *blending*.

Analizando el despliegue de infraestructura asociado a los proyectos comerciales vemos que un total de 58 proyectos plantean desplegar ductos dedicados al transporte de hidrógeno asociados al proyecto. En algunos casos emplearían estos ductos para unir su centro de producción con su consumo, de manera privada, mientras que otros proyectos plantean el despliegue de ductos para unir su producción con la red troncal de hidrógeno o con la red de gas natural (*blending*). La mayoría de estos proyectos todavía están evaluando los kilómetros necesarios; sin embargo, aquellos que ya han proporcionado estimaciones en esta fase de recopilación de datos supondrían un despliegue de nuevos ductos de aproximadamente 500 km.

Por otra parte, 16 proyectos de producción de hidrógeno plantean desplegar al menos 20 estaciones de repostaje asociadas a sus proyectos, que, sumadas a aquellas recogidas en el Censo sin capacidad de electrólisis asociada podrían llegar a suponer un despliegue de más de 90 estaciones de repostaje de hidrógeno de cara a 2030, lo que permitiría a España cumplir con el [Reglamento \(UE\) 2023/1804](#), conocido como AFIR (siglas en inglés de *Alternative Fuels Infrastructure Regulation*; Infraestructura para los Combustibles Alternativos), que indica que todos los estados miembros (sujetos obligados por este Reglamento) deben garantizar la disponibilidad de un mínimo de infraestructura para el repostaje de combustibles renovables. Para cumplir con lo definido en este Reglamento, España deberá desplegar al menos 78 estaciones de repostaje de hidrógeno de acceso público, con capacidad de suministro de una tonelada diaria y al menos un dispensador a 700 bar de presión, situadas a una distancia máxima de 200 km entre ellas, a lo largo de la red básica de la RTE-T (o TEN-T en inglés) y en cada nodo urbano, a más tardar el 31 de diciembre de 2030.

Es importante acompañar el despliegue de infraestructura de repostaje con medidas que promuevan la adopción de vehículos que hagan uso de ella, así como mecanismos que incentiven que estas estaciones de repostaje de hidrógeno se abastezcan de hidrógeno renovable.

Analizando los usos que plantean estos proyectos comerciales, lo más habitual es que tiendan a diversificar los usos finales del hidrógeno que planean y tengan una amplia cartera de posibles aplicaciones o sectores consumidores de su producto. Además, en los datos recogidos no se indica el peso de cada uso final en los MW de electrólisis instalada por proyecto, lo que dificulta la extracción de conclusiones relativas a los usos del hidrógeno de estos proyectos comerciales.

Si sumamos todas las menciones de posibles aplicaciones indicadas por los proyectos destaca la intención de producir uno o varios derivados (35), estando el amoniaco y el metanol muy parejos en número de proyectos que los mencionan entre sus posibles aplicaciones (18 y 22 respectivamente), pero siendo los proyectos que plantean producir amoniaco, comparativamente más grandes. Otros 9 proyectos mencionan la producción de combustibles sintéticos para aviación (eSAF). Como otra posible aplicación le siguen el uso en movilidad (16), especialmente en autobuses y camiones, y los usos industriales (25), entre los cuales destacan las aplicaciones en refinerías y la producción de fertilizantes.

Proyectos con un único uso previsto	Nº proyectos	MW electrólisis	
Industrial, en refinería	2	75	También se han registrado algunos proyectos que indican un único uso/aplicación del hidrógeno esperado.
Movilidad, autobuses/camiones	15	533	En este caso, por número de proyectos destacaría la aplicación final de movilidad para autobuses/camiones, aunque se trata de proyectos comparativamente más pequeños que los planteados para la producción de derivados, que también cuentan con un alto número de proyectos y MW de electrólisis asociados.
Producción de derivados, amoniaco	9	1762	
Producción de derivados, metanol	13	1791	

Hemos consultado, también, con los promotores de proyectos comerciales acerca de la estimación de generación de empleo (directo e indirecto) en la actualidad y en 2030. Todos los proyectos que aportan datos de empleo a día de hoy se encuentran o bien en construcción o en FEED (etapa en la cual se destinan bastantes recursos al desarrollo del proyecto), y la suma de

sus estimaciones se aproximaría a los 1000 empleos directos (y una cantidad similar de puestos de trabajo indirectos).

De cara a 2030, un total de 70 proyectos han aportado sus estimaciones de empleo (incluyendo proyectos actualmente en fases preliminares de desarrollo) ascendiendo a cerca de 23 000 puestos de trabajo directos (y unos 22 000 indirectos). En 2030 la mayor parte de estos proyectos espera estar ya en operación, por lo que estos empleos corresponderían con la operación y mantenimiento de los proyectos y podrían considerarse estables en el tiempo. Algunos proyectos nos indican que durante la fase de construcción (en el futuro próximo, pero antes de 2030) se generarían también miles de empleos directos e indirectos, pero de menor duración.

Los 145 proyectos comerciales supondrían un presupuesto total de cerca de 26 000 M€ de los cuales unos 2631 M€ corresponderían a financiación pública, por el momento. Es importante remarcar que, como se ha indicado al principio de la sección, la mayoría de estos proyectos se encuentran en estados preliminares de desarrollo y aún podrán afinar más sus estimaciones de presupuesto. Algunos proyectos se encuentran pendientes de resolución de ayudas y muchos otros aún no han tenido oportunidad de presentarse a convocatorias para acceder a financiación pública pero sí plantean hacerlo en un futuro.

En el caso de los proyectos comerciales las fuentes de esta financiación pública son muy diversas, incluyen: fondos europeos (*CEF, Innovation Fund*, incluyendo el apoyo al OPEX mediante el *Banco Europeo del Hidrógeno*, y fondos movilizados por la *Clean Hydrogen Partnership*) y nacionales (destacando los fondos del *PERTE ERHA*: la convocatoria *Pioneros*, los *IPCEI*, la *Subasta de hidrógeno renovable (AaaS)* y el *Programa Valles de Hidrógeno*).

Comparativa con Censo de Proyectos AeH2 2024

En 2025, el Censo de Proyectos ha registrado un aumento en el número total de iniciativas recogidas, impulsado principalmente por el crecimiento de los proyectos de menor TRL (especialmente aquellos de investigación en niveles TRL 3-4). En paralelo, se observa una menor cantidad de iniciativas registradas en este segmento de proyectos comerciales, en comparación con la edición anterior. Este ajuste responde a la evolución natural de un mercado emergente, que muestra una visión cada vez más realista y en proceso de consolidación.

	2024	2025
Comerciales	167	145
Demostrador (TRL 7-8) - demostración en entorno real	50	61
Desarrollo (TRL 5-6) - demostración en entorno relevante	55	64
Investigación (TRL 3-4)	80	124
No definido	9	5
Total	361	399

Proyectos de investigación (TRL 3-4)

- En los proyectos de investigación se ha registrado un aumento de 44 proyectos.
- La producción de hidrógeno sigue siendo la línea de investigación predominante, destacando los proyectos de electrólisis y en particular la investigación en tecnologías de óxido sólido, sumando tres nuevos proyectos dedicados a ello.

- La financiación pública ha aumentado cerca de 20 M€ respecto a la reportada en el Censo del año pasado, confirmando que se siguen movilizando subvenciones a la I+D en hidrógeno (tanto a nivel europeo como nacional y autonómico).

NOTA: no toda la financiación pública es de convocatorias resueltas este último año. Se han incorporado nuevos proyectos al Censo de 2025 que han obtenido financiación en convocatorias de ayudas de años anteriores.

Proyectos demostradores (TRL 5-8)

- En los proyectos demostradores se ha registrado un aumento de 20 proyectos. Manteniendo una distribución pareja entre los demostradores en entorno relevante y en entorno real.
- También han aumentado, respecto a los datos recogidos en el Censo 2024, los proyectos demostradores que ya están en operación (71 frente a 66) y los que están en fase de construcción (22 frente a 15).
- Los usos del hidrógeno continúan siendo el eslabón de la cadena de valor más recurrente en los proyectos demostradores
- La financiación pública ha aumentado en casi 30M€ respecto a la reportada en el Censo de 2024. Confirmando el interés por continuar invirtiendo en proyectos demostradores que permitan continuar con el avance tecnológico.

NOTA: no toda la financiación pública es de convocatorias resueltas este último año. Se han incorporado nuevos proyectos al Censo de 2025 que han obtenido financiación en convocatorias de ayudas de años anteriores.

Proyectos comerciales

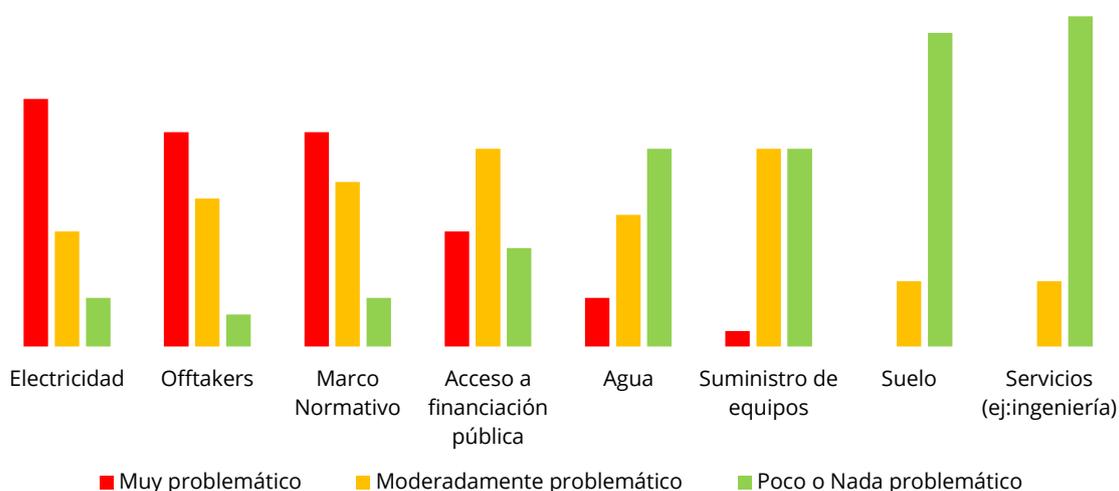
- En los proyectos comerciales se ha registrado una disminución neta de 22 proyectos, resultado de 36 proyectos que han cursado baja del Censo en el último año (prácticamente la totalidad de los cuales se encontraban en fases preliminares de desarrollo) más otros 14 que se han incorporado. Esto entra dentro de la normalidad de un sector en desarrollo y constante evolución como es el del hidrógeno.
- En paralelo, la capacidad total de electrólisis instalada asociada al total de proyectos comerciales también ha experimentado una disminución, de aproximadamente 3GW.
- Comparando la evolución del estado de los proyectos se comprueba que, desde el último informe, correspondiente al Censo de Proyectos AeH2 2024, ha entrado un nuevo proyecto en operación (de 1,25 MW), mientras que tres nuevos proyectos han alcanzado FID ascendiendo a 153 MW los proyectos que se encuentran en fase de construcción (o a punto de comenzarla, ya que uno de estos anuncios de FID es especialmente reciente). Se aprecia una disminución (tanto en número de proyectos como en MW asociados) en los proyectos en etapas preliminares de desarrollo (concepto y estudio de viabilidad), así como en proyectos que no indicaban este parámetro (marcados como “No definido” en los gráficos). Sin embargo, incrementan visiblemente los MW asociados a proyectos que se encuentran ya en FEED (etapa previa la toma de decisión final de inversión), pasando de 5,9 a 7,8 GW. En conjunto, esto muestra una consolidación de proyectos maduros en etapas más avanzadas de desarrollo, si bien es cierto que se esperaba un progreso más rápido en lo relativo a la FID, como se verá en el siguiente párrafo.

- En la comparativa de los gráficos de fecha estimada de FID de los informes de 2024 y 2025, comprobamos que, de los 68 proyectos que en el Censo de 2024 esperaban alcanzar FID en 2025: 5 ya lo han conseguido; 30 mantienen en 2025 la misma estimación; y de los 33 restantes, algunos han pospuesto su FID, otros han retirado su estimación (pasando a contabilizarse como “No definido”), y unos pocos proyectos se han cancelado durante el año por diversos motivos (reflejados en el Anexo I).
- Estos retrasos también se ven reflejados en los gráficos de fecha estimada de entrada en operación, tanto por número de proyectos como en MW asociados. De los 36 proyectos (aproximadamente 1,8GW) que, según el Censo de Proyectos del pasado ejercicio, esperaban entrar en operación en 2026, pasamos a 9 proyectos que suman 145 MW. En 2027, también se aprecia esta disminución, tanto en número de proyectos (de 15 a 8) como en GW asociados (de 2 a 0,5 GW). Sin embargo, en 2028 se estabiliza, y a partir de 2029 la tendencia se revierte, registrando mayor número de proyectos y GW asociados que esperan entrar en operación en esa anualidad y la siguiente (2030).
- Los principales motivos asociados a los retrasos en la FID (y consecuentemente en la fecha estimada de entrada en operación) se detallan en el Anexo I).
- Deteniéndonos a analizar las estimaciones de capacidad de electrólisis instalada en el horizonte temporal 2030, vemos que han disminuido ligeramente (de 13,6 a 13,3 GW), pero continúa siendo superior al objetivo de 12 GW establecido en el PNIEC. Esta cifra está, además, alineada con la propuesta de ampliación de la red eléctrica en 13,1 GW destinados a la producción de hidrógeno renovable incluidos en la propuesta de planificación eléctrica 2026-2030.
- La financiación pública asociada a proyectos comerciales ha experimentado un incremento como consecuencia, entre otros factores, de la resolución de la Convocatoria de Valles de Hidrógeno gestionada por IDAE. Además, algunos de los proyectos recogidos en el Censo han sido invitados a firmar el *Grant Agreement* en la segunda ronda de subastas del Banco Europeo del Hidrógeno, bien a través del presupuesto general o del mecanismo *Auction as a Service*). No obstante, hasta no finalizar la firma de este acuerdo, parte de ellos no confirmarán la cuantía de financiación pública europea asociada a su proyecto.

Anexo I - Barreras al desarrollo de proyectos comerciales de hidrógeno y derivados en España

En el marco de este informe, se ha consultado a los socios de la AeH2 que han presentado proyectos comerciales al Censo de proyectos, sobre las principales barreras a las que se enfrentan actualmente en el desarrollo de sus proyectos y el grado de dificultad que estas representan (“Muy problemático”, “Moderadamente problemático” o “Poco o Nada problemático”), así como más detalles de los desafíos experimentados en cada una de estas áreas y sugerencias de mejora.

Representando gráficamente la clasificación otorgada por los promotores de proyectos obtenemos la siguiente distribución:



Comparando este mismo gráfico con el del informe del Censo de Proyectos AeH2 2024, se puede comprobar una disminución general en la percepción del nivel de gravedad de las distintas barreras, que se interpreta como un avance en la gestión de los desafíos del sector. Por otro lado, la preocupación de los promotores de proyectos por las barreras asociadas al área temática “Electricidad” ha aumentado, pasando de ocupar el cuarto puesto en el pasado ejercicio a convertirse este año en la principal preocupación, seguida de cerca por “Offtakers”. Observamos también que el “Marco Normativo” ha escalado en la posición de preocupaciones, intercambiando puesto con “Acceso a financiación pública”. En cuanto a “Agua”, “Suministro de equipos”, “Suelo” y “Servicios”, estas áreas mantienen niveles de preocupación moderados o bajos para la mayoría de los promotores. Los detalles específicos de las principales barreras identificadas para cada área temática, así como sugerencias de mejora, se presentan más adelante.

Se ha solicitado a las entidades socias información sobre retrasos o cancelaciones que sus proyectos hayan podido sufrir en la última anualidad. De las entidades que han participado en esta sección, prácticamente la totalidad de ellas han informado de alguna incidencia (retraso y/o cancelación de uno o varios de sus proyectos). Este dato pone de manifiesto la urgente necesidad de que las administraciones y organismos competentes aborden las dificultades identificadas por los promotores de proyectos de hidrógeno y sus derivados, recogidas en este Anexo, con el fin de avanzar hacia los objetivos nacionales y cumplir con los compromisos europeos.

En general, los proyectos de hidrógeno en España están experimentando retrasos generalizados debido a la falta de un marco regulatorio claro y a la demora en la transposición de la Directiva DERIII y del Paquete de Gas e Hidrógeno, lo que limita el compromiso de los *offtakers* y retrasa la toma de decisiones de inversión. A ello se suman los retrasos en la concesión y/o movilización de financiación pública, los problemas de acceso a la red eléctrica, agravados por la congestión de los nudos de conexión y la lentitud en la publicación de concursos de acceso, así como la excesiva burocracia que enfrentan los proyectos y la falta de coordinación entre administraciones, que ralentizan la tramitación de permisos y autorizaciones.

En conjunto, estos factores están provocando la paralización o cancelación de proyectos y comprometen el ritmo necesario para cumplir los objetivos nacionales y europeos de despliegue del hidrógeno renovable.

A continuación, se detallan los principales desafíos y las sugerencias de mejora identificadas, ordenadas de mayor a menor prioridad según la percepción de los promotores; en muchos casos las principales barreras y/o sugerencias de mejora se mantienen respecto a las identificadas en el informe del año pasado, aunque este año se han ampliado y profundizado en función de los avances del sector en la última anualidad (*en color verde*) y nuevos desafíos reportados por los socios (especialmente en las áreas temáticas identificadas como más problemáticas).

Electricidad

El acceso a la electricidad necesaria para la producción de hidrógeno y la firma de PPAs ha sido identificado por los socios como el área más problemática esta anualidad. Algunos desafíos relacionados con este punto son:

Capacidad limitada y congestión de la red

- Los nudos de conexión de la red eléctrica (transporte y distribución) están saturados, lo que impide la conexión de nuevos proyectos o retrasa su desarrollo.
- Los concursos de asignación de capacidad generan incertidumbre, competencia especulativa y retrasos para proyectos maduros o estratégicos.
- La falta de planificación a 2030 agrava la situación, impidiendo visibilidad sobre puntos de conexión futuros.

A lo largo de la última anualidad se han anunciado dos medidas que fomentarían que esta situación mejore:

- ✓ La propuesta de planificación eléctrica a 2030 con ampliaciones de conexión de 13,1 GW reservados para producción de hidrógeno verde.
- ✓ Y una propuesta de incorporación de solicitudes de acceso flexibles a la red eléctrica. Presentada inicialmente por la CNMC en el BOE en noviembre de 2024 y actualmente en consulta a través del Operador del Sistema, Red Eléctrica.

Costes elevados

- Las tarifas de conexión, los peajes, los cargos por uso de red y el precio de la electricidad, junto con su incertidumbre a largo plazo, impactan directamente en el LCOH (siglas en inglés de *Levelized Cost of Hydrogen*; Coste Nivelado del hidrógeno), incrementando los costes de producción y dificultando la planificación estratégica de los proyectos.

- Los avales y garantías exigidos para asegurar la capacidad aumentan los costes iniciales y representan un freno financiero crítico. Este punto afecta especialmente a los pequeños desarrolladores de proyectos porque compromete un capital que no pueden aprovechar para desarrollar más proyectos.

Restricciones regulatorias

- La correlación horaria y la adicionalidad son requisitos establecidos en los actos delegados europeos para que el hidrógeno producido sea reconocido como RFNBO. Estos criterios limitan la flexibilidad a la hora de cerrar PPAs, al restringir las horas de operación de los electrolizadores y, por tanto, la rentabilidad de los proyectos. Además, la competencia por PPAs con características similares entre proyectos de hidrógeno sitúa a estos en una posición de desventaja frente a otros consumidores eléctricos, que no están sujetos a este tipo de restricciones.
- La caducidad de los permisos de acceso y conexión a la red a los 5 años impone incertidumbre adicional. Se trata de un parámetro que limita significativamente el margen de maniobra de los proyectos, especialmente cuando se ven afectados por retrasos provocados por factores externos (retrasos en la adjudicación de financiación pública, concesión de agua...).
- Falta de reconocimiento de los electrolizadores como consumidores estratégicos que pueden aportar flexibilidad al sistema. Algunos socios consideran necesario que el marco regulatorio reconozca y habilite a los electrolizadores técnicamente aptos para acceder a todos los servicios de ajuste disponibles, siempre que cumplan con los requisitos operativos establecidos por el operador del sistema.

Algunas sugerencias de mejora en esta área podrían ser:

Priorización y acceso preferente a la red

- Reconocer los proyectos estratégicos PCI (siglas en inglés de *Project of Common Interest*; Proyectos de Interés Común), STEP (siglas en inglés de *Strategic Technologies for Europe Platform*; Plataforma de tecnologías estratégicas para Europa), CEF (siglas en inglés de *Connecting Europe Facility*; Mecanismo para Conectar Europa) entre otros, y garantizarle acceso preferente a la red, con tramitación acelerada y condiciones técnicas adaptadas, dado su carácter de proyectos especialmente relevantes para la transición energética y de interés común.
- Considerar la prioridad de despacho para la electricidad renovable vinculada a PPAs de hidrógeno.

Nuevos instrumentos y tarifas

- Crear tarifas de acceso a red reducidas para electrolizadores, reconociendo su rol estratégico y facilitando la viabilidad económica.
- Simplificar avales necesarios para garantizar acceso a capacidad.
- Valorar la incorporación de baterías descentralizadas en los proyectos para facilitar el cumplimiento de los Actos Delegados, asegurando que la energía que alimenta a

esas baterías sea renovable y, por tanto, que el hidrógeno que se produzca sea RFNBO.

Planificación y coordinación nacional

- Alinear planificación de subestaciones y concursos de capacidad con los proyectos estratégicos de hidrógeno y sus cronogramas.

Flexibilidad en permisos y prórrogas

- Establecer mecanismos para prorrogar de manera justificada permisos de conexión cuando los proyectos se ven afectados por retrasos provocados por factores externos (retrasos en la adjudicación de financiación pública, concesión de agua...).

Gestión de congestión y concursos

- Considerar la prioridad de acceso a red a aquellos proyectos más maduros y con mayor impacto. Es decir, aquellos que tenga un mayor impacto en la reducción de emisiones, mayor generación de empleo, cronograma de construcción y operación más realista, *oftaker* asegurado...

Offtakers

El aseguramiento del *oftake* (compra del hidrógeno) en los proyectos comerciales sigue siendo una de las principales barreras identificadas por los socios. Algunos desafíos relacionados con este punto son:

Falta de demanda firme y vinculante

- La falta de contratos de *oftake* a largo plazo, derivada de la ausencia de una obligación de consumo a falta de la transposición de la DERIII, limita la viabilidad económica de los proyectos de hidrógeno renovable, ya que este sigue siendo menos competitivo que sus alternativas fósiles o la electrificación directa.
- La definición de objetivos vinculantes, obligaciones de consumo o mandatos sectoriales, es necesaria para una consolidación de la demanda que reduzca la incertidumbre en el mercado y los retrasos en las inversiones.
- La percepción por parte de algunos *oftakers* de riesgo económico y volatilidad de precios resulta un freno adicional a los proyectos de hidrógeno.

Brecha de conocimiento y experiencia técnica

- Aunque los socios identifican interés por parte de los *oftakers*, la mayoría de ellos tiene un conocimiento limitado sobre los modelos de suministro, implicaciones logísticas, trazabilidad y requisitos regulatorios asociados al hidrógeno renovable, lo que ralentiza la negociación de contratos.

Limitaciones en señales de mercado

- Índices como [IBHYX](#) de MIBGAS han supuesto un paso importante en el mercado, ya que son útiles como referencia de precio inicial. Pero aún no reflejan los costes reales de producción, transporte y logística para proyectos concretos, limitando su utilidad para cerrar acuerdos de *oftake* en situaciones concretas de demanda. El

precio del hidrógeno renovable sigue siendo superior a lo que los *offtakers* están dispuestos a asumir.

Algunas sugerencias de mejora en este aspecto podrían ser:

Establecer objetivos de consumo vinculantes mediante normativa

- Establecer un marco normativo claro, sólido y vinculante a largo plazo que permita la adopción del hidrógeno por parte de los *offtakers*.
- Trasponer la DERIII de manera que fijen objetivos de consumo de hidrógeno renovable y cuotas obligatorias que generen demanda segura y prolongada. De esta manera será posible estructurar contratos bancables a largo plazo.

El [proyecto de real decreto de fomento de los combustibles renovables](#) introduce objetivos al consumo de RFNBO superiores al mínimo requerido por Europa lo cual facilitará el desarrollo de una demanda sólida en España. Sin embargo, el texto actual (en borrador, en el momento de la publicación de este informe) no contempla objetivos más allá de 2030. Es necesaria una senda creciente de objetivos que garantice demanda a largo plazo para los proyectos que se desarrollen hoy y evite la saturación del mercado, incentivando el desarrollo de más proyectos en el futuro para cubrir esta demanda creciente.

Mecanismos de ayuda

- Introducir medidas en el mercado como CfD (siglas en inglés de *Contract for Difference*; contratos por diferencia) que compensen la diferencia de precio para los *offtakers* y faciliten compromisos de compraventa a largo plazo.
- Otorgar bonificaciones fiscales, subsidios a CAPEX de vehículos de hidrógeno o infraestructura de HRS (siglas en inglés de *Hydrogen Refueling Station*; Estación de Repostaje de Hidrógeno), agregación de demanda en clústeres y promoción de contratación pública verde (ej: licitaciones públicas para la renovación de flotas de autobuses urbanos o contratos de servicios municipales, como limpieza o recogida de residuos, que exijan el uso de vehículos de cero emisiones...) para fomentar la adopción del hidrógeno y reducir la barrera económica inicial.

Mejora de transparencia y referencia de precios

- Complementar índices de mercado como IBHYX con más variables (ej: infraestructura disponible, perfil de la demanda...). De esta manera, se podrán seguir publicando valores de referencia más próximos a la realidad y que posibilitarán más opciones de mercado.

Mercados palanca e incentivación de productos con menor huella de carbono

- Desarrollo de señales regulatorias, señales de precio y señales fiscales que incentiven al consumidor final elegir productos con menor huella y al mismo tiempo faciliten el cumplimiento regulatorio a los fabricantes de dichos productos. Dando valor a los beneficios adicionales (medioambientales, generación de empleo...) que suponen estos productos.

- Promoción de los “mercados palanca”, promovidos por la Comisión Europea en el futuro [Industrial Accelerator Act](#), que dan lugar a mercados específicos para productos industriales verdes (ej: fertilizantes, plásticos, acero sostenible...) producidos con hidrógeno renovable.

Marco Normativo

El actual marco normativo para el desarrollo de proyectos de hidrógeno y derivados en España ha sido calificado como el tercer aspecto más problemático, algunos de los desafíos identificados por nuestros socios son:

Desarrollo de normativa

- La demora en la transposición de la DERIII al marco nacional español y las correspondientes cuotas de RFNBO obligatorias en el sector transporte (actualmente en fase de borrador) y el sector industrial (actualmente sin fecha estimada para la publicación de un borrador), está ralentizando las negociaciones de grandes proyectos. Es necesario contar con una definición clara de la obligatoriedad de consumo de RFNBO, las potenciales penalizaciones por incumplimiento y objetivos a largo plazo para poder evaluar el *business case* de los proyectos.
- La transposición pendiente del Paquete de Gas e Hidrógeno al marco normativo español, en particular de la Directiva (UE) 2024/1788 (cuya fecha límite de transposición es agosto de 2026), está generando incertidumbre sobre el diseño definitivo del mercado del hidrógeno, el régimen de acceso y operación de la futura red troncal, y los mecanismos de tarificación y financiación asociados. La ausencia de un marco claro y armonizado con la normativa europea dificulta la estructuración financiera y contractual de los proyectos, así como la planificación coordinada de infraestructuras esenciales para el desarrollo de proyectos.

Tramitación

- Los procesos administrativos para los proyectos de hidrógeno continúan siendo largos y complejos, en gran medida por la falta de experiencia de las Administraciones y organismos competentes.
- La ausencia de una ventanilla única y la escasa coordinación entre administraciones provocan disparidad de criterios, interpretaciones locales diferentes y retrasos significativos en la obtención de permisos y autorizaciones, ralentizando el desarrollo de los proyectos.

Restricciones criterios RFNBO y certificaciones

Aunque la AeH2 reconoce la importancia de asegurar una estabilidad regulatoria que favorezca el desarrollo de la economía del hidrógeno, eliminando incertidumbres que paralizan las inversiones, algunos socios identifican barreras en la normativa actual que podrían poner en riesgo sus proyectos, como, por ejemplo:

- La propuesta de correlación temporal horaria como requisito RFNBO a partir de 2030 puede resultar difícil de conseguir, y podría implicar unas horas de funcionamiento del electrolizador muy bajas (con la correspondiente pérdida de

eficiencia del proceso y viabilidad económica del proyecto). Además, la oferta de PPAs ajustados a estas condiciones sería limitada. Esto resulta especialmente crítico en sistemas eléctricos no convencionales como el canario, donde no existen mercados spot que permitan tal correlación.

- El límite temporal al uso del CO₂ no biogénico (2041) en la producción de RFNBO (derivados) establecido en el marco actual, y el método de cálculo de reducción de emisiones de efecto invernadero (que hace inviable alcanzar una reducción mayor del 70% con CO₂ no biogénico), afectan a la viabilidad de proyectos de captura de CO₂ y su uso en combustibles renovables. La falta de consideración de combustibles hipocarbónicos dificultan proyectos de descarbonización industrial de larga vida útil, afectando sectores como cementeras y química.
- El sistema de certificación basado en el balance de masas puede resultar difícil de implementar y llegar a limitar para este sector en desarrollo.

Algunas sugerencias de mejora al marco normativo identificadas por los socios son:

Aceleración de la transposición de DERIII

- Urge transponer la DERIII y definir claramente las cuotas (en 2030, pre y post) y las penalizaciones por incumplimiento para acelerar el cierre de contratos de compra de hidrógeno a largo plazo. Se insta, además, a incluir el hidrógeno y sus derivados hipocarbónicos en los cálculos de reducción de emisiones GEI de cara al cumplimiento de los objetivos de descarbonización de los diferentes sectores modales del transporte.
- Fomentar la participación del sector privado en la elaboración de la normativa para asegurar que el marco resultante sea operativo, competitivo y alineado con la realidad de los proyectos en desarrollo.

En línea con esta necesidad identificada por los socios, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) ha establecido un canal de comunicación directo a través del cual el sector puede expresar sus preocupaciones / sugerencias sobre los principales aspectos regulatorios pendientes de definir, el [Grupo Asesor del Hidrógeno Renovable](#) (en adelante GAH2R). En el contexto del GAH2R se celebrarán reuniones mensuales monotemáticas en las que las distintas Asociaciones involucradas en el sector del hidrógeno trasladen al Ministerio las principales preocupaciones/sugerencias de sus socios. Desde la AeH2 se ha implementado una metodología de trabajo para asegurar la representación de los intereses de sus socios en cada uno de los temas planteados por el GAH2R: los socios expresan su interés en las distintas temáticas a través de un formulario habilitado al efecto, con suficiente anterioridad a cada sesión, desde la AeH2 se envía un formulario a los socios interesados con preguntas específicas sobre la temática a tratar y preguntas abiertas para recoger preocupaciones y/o sugerencias generales. Después, se convoca una Sesión Técnica para debatir conjuntamente los principales puntos de cara a preparar la intervención de la AeH2 en la correspondiente sesión del GAH2R. Los puntos acordados serán validados por la Junta Directiva de la AeH2 antes de su presentación ante el Ministerio.

Aceleración de la transposición del Paquete de Gas e Hidrógeno

- Es necesario un marco regulador específico para el desarrollo de infraestructura para el transporte y distribución de hidrógeno, incluyendo su integración en redes de gas existentes.
- Acelerar la adaptación de la Directiva (UE) 2024/1788 al marco español mediante un calendario claro y previsible será clave, acompañado de un régimen regulatorio transitorio que permita avanzar en la planificación y desarrollo de la red troncal.
- Definir de forma anticipada los principios de tarificación y acceso a red, reforzar la coordinación interministerial y el papel de la CNMC como autoridad reguladora, y mejorar el conocimiento de los requisitos mediante la publicación de guías y criterios técnicos provisionales.
- Fomentar la participación del sector privado en la elaboración de la normativa para asegurar que el marco resultante sea operativo, competitivo y alineado con la realidad de los proyectos en desarrollo.

Simplificación y aceleración de trámites

- Reducir los tiempos de tramitación para proyectos de energías renovables y facilitar procedimientos más ágiles, alineándose con los plazos establecidos en la normativa europea (máximo dos años, con carácter general o un año si se encuentra en un “área de aceleración de energías renovables”, según lo definido en la DERIII).
- La declaración de interés general de proyectos e infraestructuras asociadas aceleraría el despliegue y acortaría los plazos de los permisos.
- Crear procesos centralizados de permisos y aprobación de proyectos estratégicos, priorizando los PCI y STEP, lo que aumentaría seguridad jurídica, reduciría plazos y facilitaría acceso a financiación.
- Promover buenas prácticas, como en el caso de Andalucía, con una [guía para la tramitación de instalaciones de hidrógeno](#), que sirve como referencia para otros territorios en España.

Acceso a financiación pública

El acceso a financiación pública ha sido identificado como altamente problemático. Los principales desafíos identificados por los socios en este punto son:

Programas de ayudas y necesidades reales

- Algunos socios transmiten que los mecanismos de subasta actuales desvirtúan la ayuda, generando competencia especulativa y provocando que proyectos estratégicos no se ejecuten.
- En determinadas convocatorias de ayudas el tiempo de evaluación y/o el tiempo de concesión de estas ha sido demasiado largo. La agilidad en estos trámites es clave para favorecer el desarrollo del sector. Las ofertas de los contratistas, suministros de equipos y otros servicios son de una duración determinada y, por tanto, si la concesión/resolución de ayudas es más lenta de lo previsto inicialmente puede provocar un aumento de costes y/o retrasos en los proyectos.

- Ciertas convocatorias de ayudas son muy demandantes en cuanto a recursos, puesto que requieren de conocimiento especializado en diferentes aspectos como el técnico, financiero o regulatorio. Esta exigencia, pese a que generalmente hace de primer filtro a los proyectos más maduros o mejor conceptualizados, ejerce de barrera para desarrolladores de proyectos más pequeños y limita su potencial participación.

Elevados requerimientos financieros iniciales

- La necesidad de presentar avales, garantías o contratos de *offtake*, pese a que generalmente hace de primer filtro a los proyectos más maduros o mejor conceptualizados, limita el acceso de promotores pequeños o medianos, haciendo que solo grandes empresas puedan participar cómodamente.

Por otro lado, algunas de las sugerencias de mejora planteadas por los socios son las siguientes:

Proyectos maduros y estratégicos

- Evaluar la posibilidad de priorizar en la financiación a aquellos proyectos estratégicos que demuestren tener un *offtaker* asegurado y un cronograma de desarrollo bien definido.

Flexibilizar criterios y plazos de ayudas

- Ajustar los mecanismos de subvención a la realidad del sector, permitiendo una mayor anticipación de fondos y extensión de plazos de ejecución para adaptarse a retrasos en los proyectos, especialmente cuando se ven afectados por retrasos provocados por factores externos (ej: acceso a red, concesión de agua...).
- Valorar flexibilizar la ejecución del aval de una ayuda o disminución de la cuantía a percibir si un proyecto se ha visto comprometido en fechas debido a factores externos (ej: acceso a red, concesión de agua...).

Incentivos

- Se está empezando a comprobar como aquellas ayudas otorgadas con gran volumen de financiación han permitido avanzar a FID a varios proyectos.
- Continuar con el diseño de diferentes ayudas que permitan cubrir los diferentes tipos de costes (ej: CAPEX, OPEX...) que se ajusten a la realidad del sector y que permitan participar a todos los sujetos que están interesados en desarrollar proyectos de hidrógeno, con unos criterios estrictos pero alcanzables.
- Se propone apostar por ayudas al *offtake*, como los CfD, que garanticen que se cubre el gap que existe entre el precio actual del hidrógeno renovable y el que están dispuesto a pagar los consumidores.
- Otorgar ventajas fiscales a plantas de producción e infraestructuras de hidrógeno, para mejorar la viabilidad económica y atraer inversores, así como a consumidores de hidrógeno renovable (ej: industria, movilidad...), para incentivar la demanda.

El [Clean Industrial Deal State aid Framework \(CISAF\)](#), introduce un periodo de excepción en las ayudas de estado a proyectos orientados a la descarbonización desde junio de

2025 a diciembre de 2030, permitiendo a los estados miembros subvencionar hasta un 50% de las inversiones que permitan el uso del hidrógeno (*'investments enabling the use of hydrogen'*) hasta un límite de 200M€ por proyecto. Desde la AeH2 se anima a la Administración a aprovechar este marco de oportunidad para impulsar el sector del hidrógeno, estratégico para nuestro país, y evitar entrar en desventaja competitiva con otros países europeos.

Simplificación de trámites

- Unificar, en la medida de lo posible, normas y procedimientos para presentarse a diferentes convocatorias a nivel nacional, estableciendo plantillas comunes y criterios homogéneos, reduciendo la carga administrativa que permita acelerar la resolución de las subvenciones.

Agua

El agua es, junto con la electricidad, el insumo necesario para la producción de hidrógeno electrolítico. En este caso, ha sido identificada por la mayoría de los promotores de proyectos como un aspecto “poco o nada problemático”.

Algunos de los desafíos identificados por los socios en esta área son:

Ubicación y disponibilidad del agua

- La disponibilidad de agua depende de la ubicación del proyecto, siendo más crítico en algunos puntos donde se concentra la generación renovable.
- La falta de nuevas concesiones de agua obliga a recurrir al cambio de uso de concesiones existentes, lo que añade complejidad, limita el acceso y aumenta los tiempos en trámites administrativos.
- Las regiones insulares, como las Islas Canarias, también enfrentan situaciones de estrés hídrico y deben enfrentar sobrecostos por la necesidad de utilizar agua desalada, impactando en la competitividad de los proyectos.

Tramitación administrativa

- Los trámites con las Confederaciones Hidrográficas son lentos, poco homogéneos y dispares para evaluar solicitudes de acceso a agua.
- Varios socios identifican la escasa proactividad de los órganos competentes y la falta de coordinación interadministrativa como una importante barrera a la hora de gestionar estos permisos.
- Algunos socios transmiten que algunos de sus proyectos calificados como estratégicos no siempre cuentan con prioridad en la tramitación, a pesar de su relevancia para la descarbonización.
- La incertidumbre en la disponibilidad de recursos hídricos afecta a la planificación, ejecución y escalabilidad de proyectos.

Marco regulatorio

- Algunos socios transmiten que la ausencia de una normativa clara para el uso de agua regenerada o reutilizada limita las opciones sostenibles para el desarrollo de sus proyectos.
- La regulación sobre vertidos y requisitos ambientales actual no diferencia adecuadamente las plantas de hidrógeno de industrias más contaminantes, generando cargas administrativas innecesarias, lo que ralentiza el avance de los proyectos.

Algunas sugerencias de mejora en este aspecto, propuestas por los socios son:

Marco regulatorio específico y armonizado

- Establecer normas claras para concesiones de agua, incluyendo agua regenerada, con garantías de calidad, trazabilidad y compatibilidad con certificación de hidrógeno renovable.
- Valorar la posibilidad de diferenciar requisitos de vertido para plantas de hidrógeno frente a industrias más contaminantes, simplificando procedimientos y cargas administrativas.
- Valorar la priorización de proyectos estratégicos en las Confederaciones Hidrográficas.

Planificación integrada a nivel nacional

- Acceso sincronizado a recursos hídricos, mejorando la coordinación y evitando retrasos.
- Establecer procedimientos estandarizados y claros para solicitudes de concesiones nuevas o cambios de uso a nivel nacional.
- Fomentar las inversiones en infraestructuras hídricas para asegurar el suministro necesario y mitigar la competencia con otros sectores.
- Promover una mayor concienciación del público en general acerca de los beneficios de los proyectos de producción de hidrógeno.

Uso de alternativas sostenibles

- Fomentar el desarrollo e investigación de tecnologías de electrólisis con menores requerimientos de calidad del agua.
- Promover el uso de agua regenerada o reutilizada como recurso viable para electrolizadores.
- Incentivar soluciones que minimicen impacto sobre recursos hídricos convencionales y mejoren la sostenibilidad global.

Suministro de equipos

El suministro de equipos esenciales (ej: electrolizadores) no resulta un problema en la actualidad; aunque algunos de nuestros socios expresan preocupaciones al respecto en el medio plazo. Algunos de los desafíos identificados son:

Capacidad limitada de fabricantes europeos y menor competitividad en costes

- Gran parte de los fabricantes se encuentran en fase de escalado y el suministro de equipos a los primeros proyectos industriales se está retrasando, lo que provoca retrasos para las puestas en marcha.
- Disponibilidad limitada de electrolizadores y componentes críticos de origen europeo (ej: transformadores, compresores, válvulas, sistemas de control...).
- Los equipos europeos suelen ser más caros y con plazos de entrega más largos en comparación con proveedores asiáticos (principalmente China).

Riesgos de logística y cadena de suministro

- La dependencia de materias primas escasas, interrupciones en la logística internacional y la concentración de demanda global, tensan la capacidad de entrega de los equipos, aumentando la incertidumbre.
- Retrasos en el suministro de equipos clave como electrolizadores, transformadores, compresores y sistemas de control, condicionan gravemente cronogramas y plazos de inversión.
- Algunos socios han identificado proveedores que han reducido sus servicios o incluso no participan actualmente en licitaciones debido a saturación del mercado.

Incertidumbre en el rendimiento de los equipos

- Aunque los equipos tienen altos niveles de madurez tecnológica, existe incertidumbre sobre sus prestaciones y garantías al no existir aún un *track record* suficiente de proyectos a gran escala.
- Algunos socios muestran preocupación porque la operación y el mantenimiento de estos equipos pueda verse afectada por condiciones climáticas específicas, como la corrosión por la salinidad del ambiente marino.

Algunas propuestas de mejora en este aspecto sugeridas por los socios serían:

Planificación estratégica europea

- Incrementar y fomentar la producción de tecnologías críticas (ej: electrolizadores y equipos auxiliares) a nivel europeo.
- Alinear la producción de equipos con el marco regulatorio NZIA (siglas en inglés de *Net-Zero Industry Act*; Ley de Industria Net-Zero) y el Reglamento sobre Materias Primas Críticas para garantizar autonomía industrial y seguridad energética.

Fortalecer la cadena de suministro, diversificación e I+D

- Incentivar la competencia y el fortalecimiento del ecosistema de proveedores europeos para reducir la dependencia de proveedores no europeos.
- Promover la disponibilidad de equipos fiables y con garantías robustas.

- Apoyar y fomentar la innovación en tecnologías de producción de hidrógeno para aumentar la eficiencia de los equipos y reducir la dependencia de materias primas críticas.

Competitividad

- Desarrollar mecanismos que permitan equilibrar criterios de origen, calidad y coste, manteniendo la competitividad de los proyectos.
- Fomentar el apoyo a proveedores europeos para reducir brechas frente a equipos de fuera de la Unión Europea.

Mitigación de riesgos

- Fomentar la transparencia en la disponibilidad de equipos y en los plazos de entrega, incluyendo compromisos contractuales claros de proveedores.

Suelo

El suelo en el que instalar el proyecto de producción de hidrógeno y/o derivados no resulta un parámetro especialmente conflictivo para la mayoría de los socios que lo identifican como “poco o nada problemático”. Los desafíos que se pueden encontrar en este aspecto son:

Tramitación

- La mayoría de los proyectos requieren grandes superficies, generalmente en suelo rústico o industrial. Los procedimientos de cambio de uso, en caso de ser necesarios, son largos y burocráticamente complejos, lo que provoca retrasos en la ejecución.
- Algunos socios advierten que el proceso de tramitación puede variar significativamente entre comunidades autónomas, lo que genera incertidumbre. Además, han encontrado criterios dispares e insuficiencia de recursos técnicos entre los diferentes niveles de la administración involucrados en estos trámites, lo que provoca duplicidades y bloqueos, derivando retrasos en proyectos.

Limitación de suelo adecuado y competencia con renovables

- La presión para obtener las mejores localizaciones para los proyectos renovables, y la escasez de parcelas de tamaño adecuado cerca de infraestructuras clave (ej: red eléctrica, agua, ductos, puertos...) dificultan la viabilidad técnica y económica de muchos proyectos.

Algunas sugerencias de mejora propuestas por los socios incluyen:

Marco normativo específico para proyectos de hidrógeno

- Considerar los proyectos de hidrógeno como estratégicos, con políticas de acceso a suelo prioritarias.
- Establecer un marco normativo homogéneo en todas las comunidades autónomas para la recalificación de terrenos.

- Desarrollar a nivel nacional una estrategia de descarbonización que integre suelo, energía y agua, identifique zonas prioritarias y facilite acceso a redes e infraestructuras clave.
- Valorar la posibilidad de permitir la localización de electrolizadores en suelo rústico sin recalificación, siempre que se cumplan criterios ambientales y de reversibilidad, agilizando así la autorización.
- Establecer protocolos claros y ágiles para la recolocación de tuberías, líneas eléctricas y otras instalaciones críticas, evitando retrasos costosos.

Procedimientos acelerados

- Valorar la posibilidad de priorizar a proyectos con financiación pública concedida con ventanillas únicas y coordinación interadministrativa, reduciendo tiempos de tramitación y acelerando la puesta en marcha de estos proyectos, permitiendo así cumplir en plazo y forma los tiempos de las subvenciones.

Servicios

Por el momento, la mayoría de los promotores no identifican el acceso a servicios especializados (ej: servicios de ingeniería) como problemático. Existen servicios de ingeniería, de operación y mantenimiento con experiencia internacional en grandes proyectos que podrían tener características similares a los que se desarrollen en el sector.

Sin embargo, al tratarse de un sector emergente algunos socios muestran ciertas preocupaciones:

Falta de experiencia y referencias operativas

- Aunque el ecosistema de EPCs (siglas en inglés de Engineering, Procurement and Construction; Ingeniería, Adquisición y Construcción) y O&Ms (siglas en inglés de Operation and Maintenance; Operación y Mantenimiento) con experiencia en el sector y/o proyectos similares está creciendo, el sector del hidrógeno aún esté en fase de desarrollo, lo que limita la experiencia práctica en ciertas tecnologías y fases de operación.
- La integración de sistemas, normativa específica y seguridad operativa (ej: distancias, venteos, antorchas...) no es aún lo suficientemente clara, generando cierta incertidumbre en la gestión de riesgos del proyecto.

Disponibilidad

- Algunos socios identifican riesgo de sufrir escasez temporal de ingenierías disponibles para el desarrollo de proyectos de gran envergadura.
- Actualmente se identifican limitaciones en personal para construcción, montaje y puesta en marcha, aunque el talento técnico en España está en crecimiento.
- Limitaciones en el acceso a técnicos especializados. El soporte continuo, tanto en la fase de construcción como en la operación y mantenimiento, es crítico para el éxito de los proyectos de hidrógeno. Dependiendo de la ubicación de los proveedores,

podría ser complicado garantizar visitas periódicas de especialistas, lo que afectaría la eficiencia operativa del proyecto.

- La escasez de centros de mantenimiento y servicios específicos relacionados con estas tecnologías, próximos a la planta, puede incurrir en sobrecostes, paradas y retrasos en la planta.
- El retraso en el suministro de ciertos equipos, especialmente de origen europeo, dificulta indirectamente las labores de los servicios de ingeniería, que dependen de estos equipos para ejecutar en tiempo y forma los proyectos.

Coste

- Los licenciantes de tecnología y los servicios de ingeniería requieren inversiones altas debido a la incertidumbre y falta de experiencia asociada a los proyectos de hidrógeno y sus derivados, dificultando cerrar contratos.

Algunas sugerencias para mejorar en este aspecto podrían ser:

Fomentar la colaboración

- Promover la colaboración con instituciones académicas y centros de investigación que pueden aportar conocimientos y recursos valiosos para los proyectos.
- Fomentar estructuras de contrato flexibles que permitan agilidad en proyectos de hidrógeno con alta incertidumbre.

Capacitación especializada

- Fomentar la creación y ampliación de departamentos dedicados a hidrógeno y derivados en empresas de servicios especializados para aumentar la disponibilidad de oferta en el futuro, en el que se prevé un aumento de la demanda.
- Promover programas de certificación o estándares nacionales y/o europeos para homogeneizar criterios de diseño y operación.