

# ANÁLISIS DEL CENSO DE PROYECTOS AeH<sub>2</sub> 2024



Noviembre 2024

## Índice de contenido

Análisis global.....	3
Proyectos de investigación (TRL 3-4).....	4
Proyectos demostradores (TRL 5-8) .....	5
Proyectos comerciales.....	6
Anexo I - Barreras al desarrollo de proyectos comerciales de hidrógeno y derivados en España .....	11
Offtakers .....	11
Acceso a financiación pública.....	13
Marco Normativo .....	15
Electricidad.....	16
Agua.....	18
Suelo.....	20
Suministro de equipos.....	21
Servicios .....	23

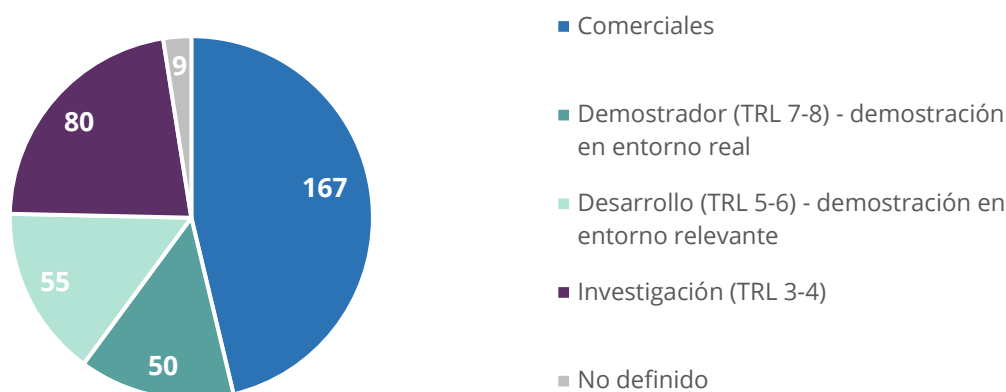
## Análisis global

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 2024.

Antes de comenzar con el análisis es importante señalar que en esta edición del Censo se puso a disposición de los socios, a través del formulario de recogida de información, la opción de incluir información marcada como “confidencial”. Esta información no aparece en el Mapa Interactivo disponible en la web, pero sí ha sido visualizada por el equipo técnico, que ha tratado y agregado todos los datos en los análisis efectuados manteniendo la confidencialidad de la información proporcionada por los socios.

En la actualización del Censo de Proyectos de la AeH2 2024 se han registrado **361 proyectos**, y han participado **83 socios** de la AeH2.

En esta edición se ha ampliado el rango de proyectos a incluir en el Censo, recogiendo proyectos desde TRL 3 (siglas en inglés de *Technology Readiness Level*; nivel de madurez tecnológica). De este modo, por primera vez en el Censo se incluyen proyectos de investigación (TRL 3-4) y proyectos demostradores en entornos relevantes (TRL 5-6); que se suman a los proyectos demostradores en entorno real (TRL 7-8) y proyectos comerciales. La distribución de los proyectos registrados en el Censo 2024 por rango de TRL es la siguiente:



NOTA: cuando un proyecto indica varios rangos de TRL, para los análisis se tiene en cuenta el nivel superior. Esto puede ocurrir por varios motivos, por ejemplo, cuando un proyecto comienza probando una tecnología de un nivel inferior y finaliza en uno superior, o cuando emplea una tecnología madura con un nuevo componente/elemento en investigación o desarrollo, entre otros.

El total de **presupuesto o inversión total** estimada reportada por los proyectos del Censo 2024 ascendería a **36 370 M€**, de los cuales, hasta el momento, **unos 2650 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.

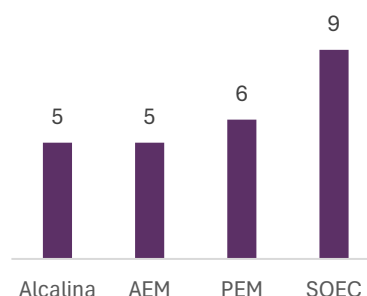
## Proyectos de investigación (TRL 3-4)

En esta sección se analizan en detalle los **80 proyectos de investigación**, presentados por 24 socios de la AeH2. Se ha contado con una amplia participación de los centros de investigación socios de la AeH2 (62 proyectos presentados por 11 centros), seguidos de universidades y algunas empresas con actividad en I+D de bajo TRL.

Esto demuestra la gran capacidad de desarrollo tecnológico y el elevado potencial investigador que tenemos en España enfocado 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 41 proyectos (27 de ellos centrados exclusivamente en producción y el resto investigándola junto con otros eslabones de la cadena de valor). En particular, destaca la investigación conjunta de producción y uso, con 7 proyectos (por ejemplo: materiales o procesos aplicables tanto a electrolizadores como a pilas de combustible).

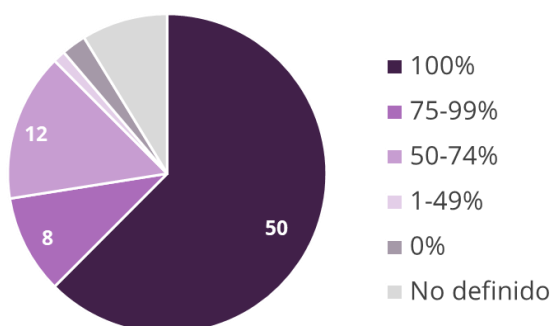
Entre los proyectos de investigación en producción de hidrógeno, destacan aquellos centrados en electrólisis (materiales innovadores, tratamientos alternativos, uso de agua marina o residual, entre otros). Un total de 21 proyectos se centran en este método de producción, investigando en las cuatro tecnologías de electrólisis, destacando la de óxido sólido (SOEC) con 9 proyectos.



NOTA: varios proyectos investigan más de una tecnología.

En el Censo también se han registrado proyectos que investigan otras tecnologías de producción de hidrógeno como el reformado con vapor, la gasificación o la fotoelectrólisis.

El siguiente eslabón de la cadena de valor más comúnmente investigado son los usos del hidrógeno, con un total de 23 proyectos que indican tener actividad en esta área (12 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 (8 proyectos), seguidas de las aplicaciones en movilidad (6) y en la producción de derivados (5). Otros proyectos investigan también las aplicaciones portátiles o el uso residencial del hidrógeno.



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

La inversión total indicada por estos proyectos de investigación asciende a 159 M€, con un elevado peso de financiación pública (127 M€). De los 80 proyectos, 70 cuentan con financiación pública para al menos el 50% del presupuesto (siendo la mayoría de ellos beneficiarios de una subvención al 100%). Esto es indicativo de la apuesta y compromiso de la Administración (central y regional) 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, tanto por número de proyectos financiados como por cuantía movilizada.

Entidad Financiadora	Nº proyectos	Financiación (M€)
Ministerio de Ciencia Innovación y Universidades / <b>Agencia Estatal de Investigación</b>	21	6,4
Ministerio de Ciencia Innovación y Universidades / <b>CDTI</b>	8	20,9
Ministerio de Ciencia Innovación y Universidades / <b>Plan Complementario H2 Renovable</b>	6	18
<b>Clean Hydrogen Partnership</b>	11	<b>35,6</b>
<b>Gobierno Vasco</b>	11	26,3
<b>IDAE</b>	4	4,3
Otros	16	>15

## Proyectos demostradores (TRL 5-8)

En esta nueva edición del Censo de proyectos AeH2, se han recogido **105 proyectos demostradores**. De estos, 55 prueban la tecnología en un entorno relevante (por ejemplo, plantas piloto que simulan las condiciones de operación real), mientras que los otros 50 lo hacen en el entorno real. Estos proyectos han sido presentados por 35 socios de la AeH2 con una distribución equivalente entre centros de investigación (65 proyectos, 15 centros de investigación/universidades) y empresas (40 proyectos, 20 empresas).

En este rango de TRL observamos una gran cantidad de proyectos demostradores ya en operación (66) y en construcción (15).

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 32 proyectos dedicados exclusivamente a ello y otros 27 de demostración conjunta de producción y uso del hidrógeno).

	Nº proyectos		Nº proyectos		Nº proyectos		Nº proyectos
<b>Industrial</b>	14	<b>Producción de derivados</b>	12	<b>Movilidad</b>	12	<b>Uso residencial</b>	8
<i>Calor de proceso</i>	6	<i>Amoniaco</i>	9	<i>FCEVs</i>	6		
<i>Power to Power</i>	4	<i>Metanol</i>	2	<i>Autobuses/Camiones</i>	3		
<i>Acero</i>	4	<i>eSAF</i>	1	<i>Barco</i>	3		
<i>Otros*</i>	7			<i>Avión</i>	2		

\* Otros usos industriales incluyen el uso en la industria cerámica, del cemento 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 (19 proyectos demostradores enfocados exclusivamente en producción y otros 33 que incluyen en el demostrador otros eslabones de la cadena de valor, particularmente almacenamiento y usos). La mayoría de ellos se centran en electrólisis alcalina y PEM, aunque también se han registrado demostradores que planean su puesta en marcha en los próximos tres años para testear las tecnologías de electrólisis de óxido sólido (SOEC) e intercambio aniónico (AEM). Estos proyectos suman 10,5 MW de capacidad de electrólisis en demostradores que varían entre 0,5 y 2,5 MW, y algunos otros de escala laboratorio.

Por otro lado, se han registrado 14 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€.

Si excluimos estos proyectos, el presupuesto estimado para el resto de los proyectos demostradores superaría los 300 M€ con una financiación pública de unos 205 M€.

En este caso observamos que las fuentes de financiación de los proyectos demostradores son muy diversas, aunque sí podemos distinguir cuatro entidades recurrentes. Entre ellas, destaca el 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	10	6,4
Ministerio de Ciencia Innovación y Universidades / CDTI	12	46
Clean Hydrogen Partnership	11	25,7
IDAE	8	22,6
Otros	39	104

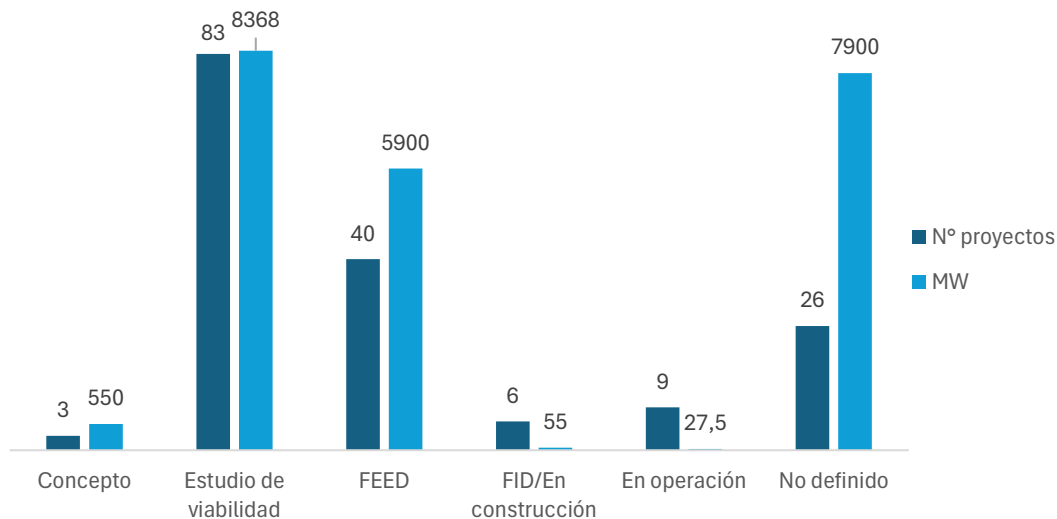
## Proyectos comerciales

Se han registrado un total de **167 proyectos comerciales**, presentados por 42 socios al Censo de Proyectos AeH2 2024.

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 59 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).

Si todos estos proyectos se pusieran en marcha sumarían un total de capacidad de electrólisis instalada de 23 GW, con una producción anual estimada de 2,9 millones de toneladas de hidrógeno al año.

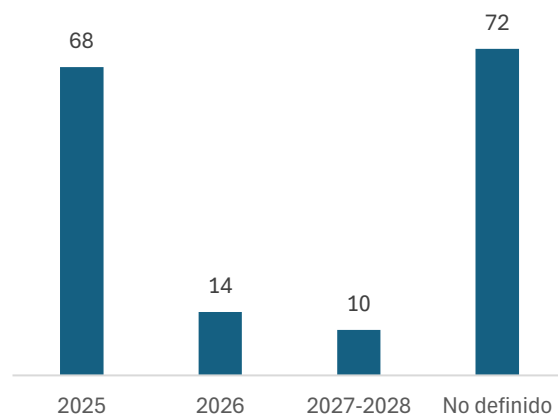
Sin embargo, debemos tener en cuenta que la mayoría de estos proyectos se encuentran en etapas preliminares de su desarrollo (concepto, estudio de viabilidad). En el gráfico, podemos observar como una cantidad significativa de proyectos han avanzado a la etapa de *FEED* en la que se terminan de definir 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.



NOTA: no todos los proyectos comerciales en operación tienen vinculada potencia de electrólisis.

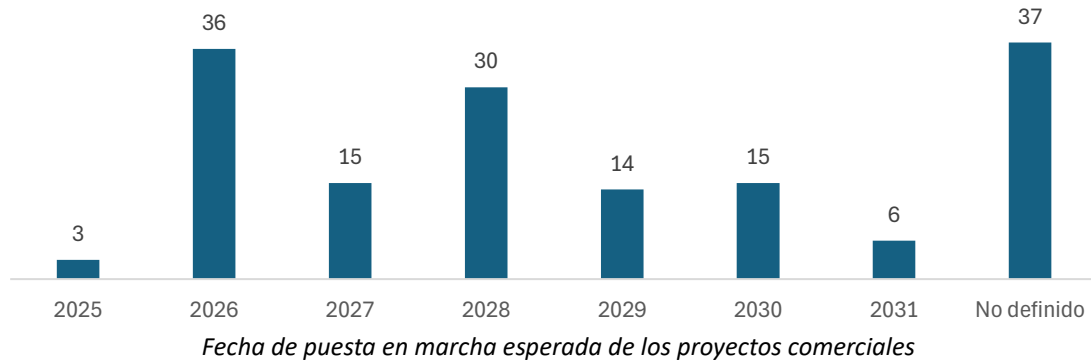
Esto nos indica que, aunque existe un gran apetito e interés en el sector por desarrollar proyectos comerciales, estos llevarán un tiempo ya que la mayoría de los proyectos planteados aún se encuentran en estados preliminares de desarrollo. Además, para que se puedan desarrollar de forma adecuada será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

Una gran cantidad de proyectos (68) han indicado que esperan alcanzar su decisión final de inversión antes de que acabe 2025. Muchos otros (72) no indican esta fecha por no conocerla con exactitud o por la alta sensibilidad de este dato.



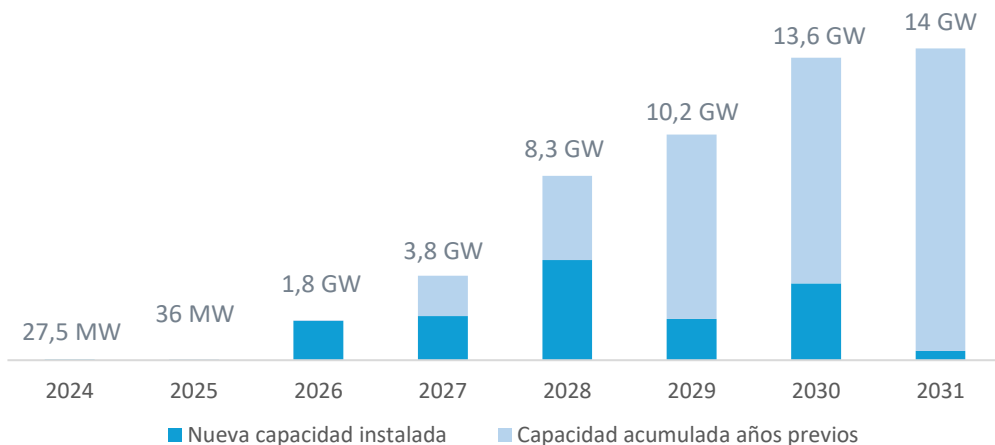
Fecha FID esperada de los proyectos comerciales

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, 3 nuevos proyectos esperan entrar en operación a lo largo de 2025 y 36 más esperarían hacerlo durante el 2026. Y en 2030 se habrían puesto en marcha un total de 113 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 23 GW de electrólisis instalada no han indicado la fecha estimada para su puesta en marcha.

	Nº proyectos	MW electrólisis
Solo conexión directa	36	4247
Solo PPA renovable	21	3028
Renovable de conexión directa + PPA renovable	63	6950
Renovable de conexión directa + conexión a red	3	36
Combinación de todas las anteriores	4	960

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. La segunda opción más popular sería la conexión directa a renovables como única fuente de electricidad.

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 aún en etapas preliminares de los proyectos y están analizando la configuración que más les conviene.

	Nº proyectos	MW electrólisis
Solo Alcalina	60	7925
Solo PEM	42	2436
Alcalina, PEM	9	2792
Alcalina, PEM, SOEC	1	151

Un total de 32 proyectos plantean sistemas de almacenamiento de hidrógeno en depósitos (como gas comprimido) asociados al proyecto, la mayor parte de ellos prevén emplear un almacenamiento a bajas presiones (30-60 bar) mientras que unos pocos (6) planean almacenar el hidrógeno a altas presiones (350-500 bar).

	Nº proyectos	MW electrólisis
Solo través de un hidroduto	9	2465
Solo <i>blending</i>	38	3997
Soluciones combinadas*	11	3200

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

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), tanto en número de proyectos como en MW asociados. Sin embargo, es importante apuntar que, con posterioridad a la recogida de estos datos, la Comisión Europea publicó la guía de implementación de los objetivos RFNBO (siglas en inglés de *Renewable Fuels of*

*Non-Biological Origin*; combustibles renovables de origen no biológico) incluidos en la última actualización de la Directiva de Energías Renovables europea (RED III). Según análisis de Hydrogen Europe sobre esta guía, si no existe *deblending* en el punto de consumo (es decir, se vuelve a separar el hidrógeno de la mezcla con el gas natural), ese hidrógeno potencialmente no contaría para los objetivos de RFNBO. Esto podría afectar a los proyectos que indican el *blending* como único modo de transporte/distribución del hidrógeno que, de confirmarse finalmente este punto por parte de la Comisión Europea, podrían optar por cambiar de estrategia para valorizar más el hidrógeno que produzcan.

Un total de 52 proyectos plantean desplegar ductos dedicados al transporte de hidrógeno asociados al proyecto, de los cuales 9 lo plantean como único medio de transporte (bien para unir su centro de producción con su consumo, o bien para unir su centro de producción con la red troncal de hidrógeno), mientras que otros 9 proyectos identifican su principal medio de transporte como *blending* pero desplegarían unos kilómetros de hidroduto hasta llegar al punto de inyección de la red de gas natural. La mayoría de los proyectos todavía están evaluando los

kilómetros necesarios. Sin embargo, aquellos que ya han proporcionado estimaciones en esta fase de recopilación de datos alcanzarían aproximadamente los 200 km.

Por otra parte, 17 proyectos plantean el despliegue de estaciones de repostaje de hidrógeno asociadas al proyecto (sumando un total de 19 estaciones).

Lo más habitual en proyectos comerciales, especialmente los de gran tamaño, es que diversifiquen los usos finales del hidrógeno 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 (33), estando el amoniaco y el metanol muy parejos en número de proyectos que los mencionan entre sus posibles aplicaciones (18 y 19 respectivamente), pero siendo los proyectos que plantean producir amoniaco, comparativamente más grandes. Otros 6 proyectos mencionan la producción de combustibles sintéticos para aviación (eSAF). Como otra posible aplicación le siguen el uso en movilidad (31), especialmente en autobuses y camiones, y los usos industriales (24), entre los cuales destacan las aplicaciones en refinerías y la producción de fertilizantes.

Proyectos con un único uso previsto	Nº proyectos	MW electrólisis	También se han registrado algunos proyectos que indican un único uso/aplicación del hidrógeno.
Industrial, en refinería	2	55	
Movilidad, autobuses/camiones	13	528	En este caso, por número de proyectos destacaría la aplicación final de movilidad para autobuses/camiones, aunque se trata de proyectos
Producción de derivados, amoniaco	9	1740	
Producción de derivados, metanol	11	1040	

comparativamente más pequeños que los planteados para la producción de derivados, también cuentan con un alto número de proyectos y MW de electrólisis asociados.

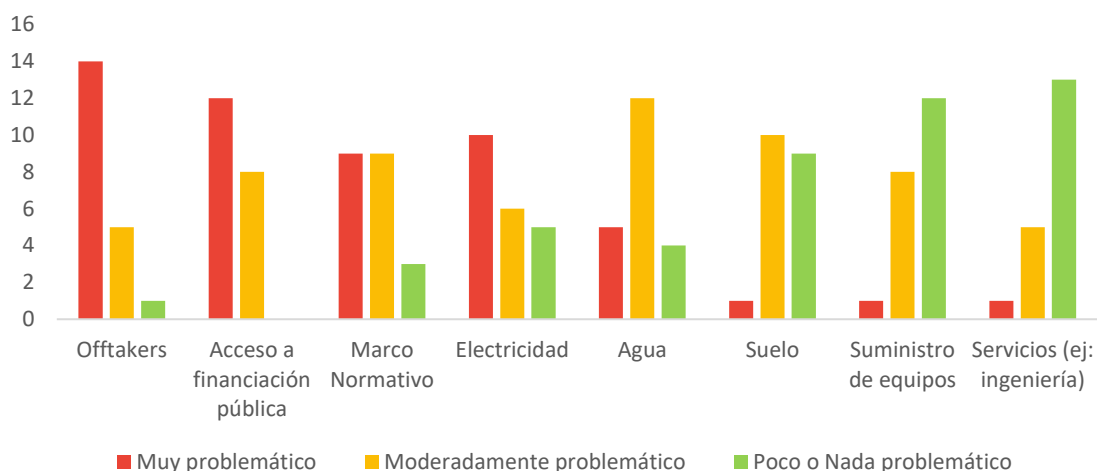
Los 167 proyectos comerciales supondrían un presupuesto total de cerca de 30 000 M€ de los cuales unos 2350 M€ corresponderían a financiación pública, por el momento. Es importante remarcar que, como se ha indicado al principio de la sección, la mayoría de estos proyectos se encuentran en estados preliminares de desarrollo y aún podrán afinar más sus estimaciones de presupuesto. Algunos proyectos se encuentran pendientes de resolución de ayudas clave para el sector (como el [Programa Valles de Hidrógeno del IDAE](#)), 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](#), [IPCEI](#), fondos movilizados por la [Clean Hydrogen Partnership](#) y apoyo al OPEX por el [Banco Europeo del Hidrógeno](#)) y nacionales (destacando los fondos del [PERTE](#) y la convocatoria [Pioneros del IDAE](#)).

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

Se ha consultado a los socios que han presentado proyectos comerciales al Censo de proyectos acerca de las barreras que experimentan actualmente, solicitándoles clasificar distintas categorías como “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 que han contestado al formulario (21), obtenemos la siguiente distribución:



A continuación, se expondrán algunos de los desafíos y sugerencias de mejora identificadas en cada área de mayor a menor prioridad para los promotores.

### Offtakers

El aseguramiento del *offtake* (compra del hidrógeno) en los proyectos comerciales ha sido identificado por los socios como el área más problemática. Algunos desafíos relacionados con este punto son:

#### 1. Precios y competitividad, falta de demanda

- Salvo por pequeños proyectos demostradores y demanda cautiva, actualmente no existe una demanda significativa.
- Los posibles *offtakers* tienen expectativas de precios que no están alineadas con los costes reales actuales del hidrógeno renovable, al compararlo con alternativas más baratas como el gas natural o el hidrógeno gris/bajo en carbono. Esto crea una barrera para la adopción.
- No existe un mercado consolidado de hidrógeno renovable, lo que genera incertidumbre en los precios y dificulta la planificación a largo plazo.

## 2. Falta de regulación clara

- La normativa actual es insuficiente para generar demanda del hidrógeno renovable en sectores claves de la economía. La ausencia de obligaciones en la reglamentación frena la adopción masiva.
- En comparación con otras opciones (como los biocombustibles), no existe aún una normativa del hidrógeno renovable unificada, que brinde seguridad jurídica al sector y aporte certezas sobre su utilización, transporte, producción, etc. Esto coloca al sector en una situación de desventaja competitiva.

## 3. Desafíos en contratos de compra

- Aún no es habitual la firma de contratos de compra de hidrógeno a largo plazo, lo que dificulta la viabilidad financiera de los proyectos y aumenta el riesgo de inversión ya que no estaría cubierto todo el plazo de amortización.
- En el sector público, barreras legales impiden una participación más activa en la compra de hidrógeno, especialmente en áreas como el transporte.

## 4. Desconocimiento sobre el hidrógeno y los precios esperables

- Aunque hay interés por parte de los *offtakers*, el conocimiento sobre cómo integrar el hidrógeno en sus operaciones es limitado, postergando la toma de decisiones.
- Persiste un cierto nivel de desconocimiento respecto a los precios del hidrógeno y su posible evolución, no solo del renovable si no también del de origen fósil (con o sin captura del CO<sub>2</sub> asociado al proceso), incluyendo los riesgos asociados al precio del gas natural y las penalizaciones relacionadas con las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Algunas sugerencias de mejora en este aspecto podrían ser:

### 1. Incentivos a la demanda

- Urge la transposición de la Directiva Europea de Energías Renovables 2023/2413 (RED III) clarificando las obligaciones al consumo.
- Establecer incentivos financieros directos para los *offtakers* que promuevan el consumo de hidrógeno renovable y la inversión en infraestructura.
- Introducir exenciones fiscales a sectores que se adapten al consumo de hidrógeno renovable.
- Asegurar que no dependamos de que el único incentivo sea “evitar las penalizaciones”, ya que muchos *offtakers* ven estas penalizaciones aún difusas y en el largo plazo.

### 2. Mejorar la regulación

- Desarrollar un marco regulatorio propio, unificado, que incluya multiplicadores (en línea con Europa) y cuotas obligatorias de consumo de hidrógeno y penalizaciones por incumplimiento (similar a la normativa de *FuelEU Maritime*).

- Crear políticas que promuevan la adopción del hidrógeno en sectores clave como la industria y el transporte que permitan alcanzar los objetivos de consumo de RFNBO marcados en tanto en la RED III como en el PNIIEC.

### **3. Fomentar contratos a largo plazo**

- Introducir diferentes mecanismos de apoyo (como, por ejemplo, contratos por diferencia), que protejan a los *offtakers* de la volatilidad del precio del hidrógeno renovable en comparación con alternativas fósiles.

### **4. Fomento de la colaboración público-privada**

- Estimular la colaboración entre el sector público y privado que responda a las necesidades sociales (empleo y reindustrialización de zonas desfavorecidas), las necesidades económicas (creación de un nuevo mercado), y las necesidades ambientales (alineadas con los objetivos de descarbonización y la normativa vigente).

### **5. Educación y campañas informativas**

- Desarrollar campañas informativas que eduquen al público en general, y específicamente a los potenciales *offtakers*, sobre los beneficios y aplicaciones del hidrógeno renovable, así como sobre la previsión de precios futuros y la comparación con los combustibles fósiles.

## **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:

### **1. Insuficiencia e incompatibilidad de las ayudas**

- Las ayudas actuales no cubren completamente el *gap* necesario para garantizar la viabilidad de los proyectos.
- Las restricciones sobre la elegibilidad y la combinación de ayudas impiden que los proyectos aprovechen de manera óptima las distintas líneas de financiación disponibles, dificultando la reducción del *gap*.
- En las regiones ultraperiféricas, como las Islas Canarias, afectadas por sobrecostes derivados de una menor economía de escala, resultan especialmente críticas las restricciones de elegibilidad, así como la insuficiencia de ayudas.

### **2. Complejidad burocrática y falta de armonización entre convocatorias**

- Los procesos de solicitud son complejos, con numerosos y variados requisitos, lo que genera confusión, especialmente cuando se combinan diferentes fuentes de financiación europeas y nacionales.
- La falta de armonización entre diferentes programas de ayudas (con plazos, requisitos y documentación necesaria no alineados) dificulta la planificación y coordinación de los proyectos.

### 3. Falta de enfoque integral en la cadena de valor

- Las ayudas no cubren de manera integral toda la cadena de valor del hidrógeno renovable, lo que fragmenta los proyectos y aumenta su complejidad. Tienden a estar más enfocadas en la producción de hidrógeno que en la creación de demanda (*offtake*), limitando el desarrollo de la cadena de valor.
- La falta de *offtakers* claros para el hidrógeno dificulta el cierre financiero de los proyectos. Esto crea una paradoja: sin demanda no hay financiación, y sin financiación, no se puede crear la demanda.

### 4. Requisitos de elegibilidad restrictivos

- Tiempos de entrada en operación requeridos demasiado cortos.
- Alto coste de oportunidad para las PYMEs asociado a las elevadas garantías económicas y avales solicitados por algunas líneas de financiación.

### 5. Lentitud en la resolución de convocatorias y en la movilización de la financiación

- Los largos tiempos de respuesta generan incertidumbre y retrasan la toma de decisiones críticas para la financiación de los proyectos, afectando su viabilidad.

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

#### 1. Simplificación y ventanilla única

- Unificar y simplificar los procesos de solicitud, con la creación de una "ventanilla única" que centralice las solicitudes y reduzca la burocracia.
- Uniformizar los formularios y los criterios de elegibilidad para facilitar el acceso a múltiples fuentes de financiación.

#### 2. Aumentar la cuantía de las ayudas

- Aumentar la intensidad de las ayudas, en la medida de lo posible teniendo en cuenta las restricciones existentes (Reglamento Europeo de Ayudas de Estado).
- Se propone que España se acoja al servicio de *Auction as a Service* del Banco Europeo del Hidrógeno para dar apoyo al OPEX que ayude a reducir el gap existente con el hidrógeno de origen fósil, a proyectos que han sido evaluados por expertos independientes, con criterios comunes.
- Fomentar un mayor apoyo financiero al CAPEX en el lado del consumo del hidrógeno (inversión en nuevas infraestructuras, equipos, vehículos, adaptaciones de procesos...), de tal manera que se incentive la demanda.

#### 3. Fomentar la demanda y la competitividad

- Implementar incentivos fiscales y otros mecanismos para reducir las barreras de entrada y generar demanda.
- Promover contratos por diferencia vinculados a la alternativa fósil, que garanticen la competitividad del hidrógeno renovable.

#### 4. Enfoque integral y coordinación de programas

- Crear convocatorias que abarquen toda la cadena de valor del hidrógeno, desde la producción hasta el consumo final, con un enfoque *end-to-end* que minimice riesgos.
- Plantear convocatorias de ayudas, o bolsas presupuestarias diferenciadas dentro de la misma convocatoria, para distintos sectores de aplicación del hidrógeno.
- Extender las ayudas no solo al CAPEX, sino también al OPEX, y tanto en producción como en demanda.

#### 5. Mayor flexibilidad en criterios de elegibilidad

- Adaptar los requisitos de potencia mínima a las distintas realidades locales (por ejemplo: territorios insulares) y las garantías económicas/avales exigidos a los distintos tipos de entidades.

### 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:

#### 1. Falta de transposición de la RED III

- La demora en la transposición de la Directiva de Energías Renovables (RED III) al marco nacional español y las correspondientes cuotas de RFNBO obligatorias en el sector industrial y transporte está ralentizando las negociaciones de grandes proyectos. Es necesario contar con una definición clara de la obligatoriedad y las potenciales penalizaciones por incumplimiento para poder evaluar el *business case*.

#### 2. Largos tiempos de tramitación

- Los procesos administrativos para los proyectos de hidrógeno siguen siendo muy extensos, en parte por no estar habituadas las Administraciones y Organismos correspondientes a tratar con este tipo de proyectos, afectando negativamente a la velocidad de desarrollo.

#### 3. 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> no biogénico), afectan a la viabilidad de proyectos de captura de CO<sub>2</sub> y su uso en combustibles renovables.
- El sistema de certificación basado en el balance de masas puede resultar difícil de implementar y llegar a limitar para este sector en desarrollo.

#### **4. Falta de una regulación clara para transporte y distribución**

- Existe una carencia significativa de normativa sobre la infraestructura de transporte y distribución del hidrógeno. Esto incluye aspectos importantes, como su inyección en las redes de gas natural, lo cual retrasa los proyectos que dependen de esta infraestructura. Se espera, sin embargo, que esto quede solventado con la transposición del “Paquete de Gas” (Directiva UE 2024/1788 y Reglamento UE 2024/1789)

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

##### **1. Aceleración de la transposición de RED III**

- Urge transponer la RED III y definir claramente las obligaciones, sujetos involucrados y penalizaciones para acelerar el cierre de contratos de compra de hidrógeno a largo plazo. Para poder alcanzar los objetivos marcados a 2030 las obligaciones deben ser de aplicación a la mayor brevedad posible.

##### **2. Simplificación y aceleración de trámites**

- Se deben 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 2 años, según RED III).
- La declaración de interés general de proyectos e infraestructuras asociadas aceleraría el despliegue y acortaría los plazos de los permisos.

##### **3. Regulación clara para el transporte de hidrógeno e infraestructura asociada**

- Se necesita un marco regulador específico para el desarrollo de infraestructura para el transporte y distribución de hidrógeno, incluyendo su integración en redes de gas existentes.

## **Electricidad**

El acceso a la electricidad necesaria para la producción de hidrógeno y la firma de PPAs, genera una mayor división de opinión entre los socios, aunque la mayoría de ellos lo clasifican como “muy problemático” o “moderadamente problemático”. Algunos desafíos identificados son:

##### **1. Acceso a la Red Eléctrica**

- Limitaciones en la capacidad de conexión, la red eléctrica es un recurso escaso y muy demandado.



- Dificultades para obtener permisos y conexión, con procesos administrativos complicados y costosos.
- Retrasos en el anuncio de concursos para el acceso y conexión a la red eléctrica que ponen en riesgo la viabilidad de algunos proyectos
- Dependencia de fuentes de energía intermitentes y falta de infraestructura adecuada para soportar la producción continua de hidrógeno.
- Comunicación complicada, largos tiempos de respuesta tanto con la propia Red Eléctrica Española (REE) como con empresas distribuidoras. Esto implica importantes retrasos en las definiciones de los requerimientos técnicos del proyecto (por ejemplo: voltaje de conexión o construcción de líneas de transmisión).
- Los proyectos de modificaciones necesarias de la subestación para conectar la planta a la red eléctrica los lleva a cabo REE (contrato de encargo del proyecto) y sus plazos habituales son de aproximadamente 3 años.

## **2. Coste de electricidad**

- Dificultad para conseguir PPAs con un precio de energía renovable competitivo.
- Falta de visibilidad del precio de la electricidad a largo plazo.
- Falta de tarifas y peajes accesibles para los productores de hidrógeno.

## **3. Problemas de competencia**

- Por un lado, la escasa competencia en contratos de compraventa de energía, lo que limita las opciones de negociación para los proyectos de producción de hidrógeno, especialmente en regiones aisladas como las Islas Canarias.
- Por otro, la competencia de los proyectos de hidrógeno con otros consumidores de electricidad con menores restricciones y limitaciones que pueden acceder a PPAs más beneficiosos.

Algunas sugerencias de mejora en esta área podrían ser:

### **1. Mejora del marco legislativo**

- Adaptar la legislación de autoconsumo a las nuevas necesidades del sector y promover la clasificación de proyectos de hidrógeno como de "utilidad pública".

### **2. Agilizar el acceso a redes**

- Mejorar la planificación e integración de redes eléctricas, priorizando el acceso a nuevas plantas de generación renovable.
- Inversión urgente en la infraestructura de redes para garantizar puntos de acceso y conexión a los proyectos de hidrógeno.
- Clasificar las infraestructuras eléctricas relacionadas con proyectos de producción de hidrógeno como "proyectos de utilidad pública".

- Proporcionar más información sobre planes de ampliación de la red eléctrica para proyectos de hidrógeno y facilitar el contacto con entidades reguladoras.
- Facilitar una vía de comunicación directa con responsables técnicos de esta área en REE para una resolución más rápida de las dudas.

### **3. Incentivos para proyectos de hidrógeno y reducción de costes de electricidad**

- Ofrecer incentivos financieros y administrativos que faciliten el desarrollo de estos proyectos, incluyendo condiciones más favorables para la conexión a la red de proyectos de hidrógeno, en particular, de aquellos que se consideren clave para consecución de los objetivos nacionales y europeos.
- Reconocer la flexibilidad que pueden aportar los electrolizadores al sistema eléctrico (a través de su participación en los servicios de ajuste).
- Eliminar de la factura eléctrica de estos proyectos todos los costes ajenos al suministro.

### **4. Fomento de infraestructura energética**

- Desarrollar soluciones avanzadas de almacenamiento asociadas infraestructura eléctrica que faciliten la integración de fuentes renovables.

### **5. Innovación tecnológica**

- Promover la innovación en tecnologías de electrólisis y fomentar la hibridación de fuentes renovables para asegurar un suministro constante de energía.

## **Agua**

El agua es, junto con la electricidad, el insumo necesario para la producción de hidrógeno electrolítico. En este caso, ha sido identificada mayoritariamente como un aspecto “moderadamente problemático”. Algunos de los desafíos identificados por los socios en esta área son:

### **1. Disponibilidad de agua**

- Escasez de agua en regiones áridas, dificultando el suministro necesario para la electrólisis por el orden de prelación en la concesión de permisos. Asegurar concesiones industriales de agua a largo plazo es un reto significativo para estos proyectos
- Competencia con otros sectores, como la agricultura y el consumo humano, que puede afectar la disponibilidad de agua, especialmente en regiones con bajo recurso.
- Las zonas del interior peninsular, que ofrecen las mejores condiciones para energías renovables, suelen enfrentarse a escasez hídrica.
- Por otro lado, las regiones insulares, como las Islas Canarias, también enfrentan situaciones de estrés hídrico y deben enfrentar sobrecostes por la necesidad de utilizar agua desalada, impactando en la competitividad de los proyectos.

## 2. Calidad del agua

- Los electrolizadores necesitan agua con muy bajo contenido de impurezas, lo que requiere procesos de purificación que incrementan los costes.

## 3. Tramitación lenta y falta de comunicación

- Procesos prolongados y complicados, con escasa comunicación con las confederaciones hidrográficas (tanto para la concesión de agua como para los vertidos).

## 4. Regulaciones inciertas

- Incertidumbre en el marco normativo relacionado con el uso del agua y falta de claridad sobre la autoridad responsable de su concesión.
- Alta variabilidad entre regiones.

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

### 1. Adecuada planificación de recursos hídricos

- Realizar estudios sobre disponibilidad de agua y considerar la desalación como alternativa viable en regiones con escasez.
- Promover la reutilización y tratamiento de aguas residuales para reducir la dependencia de agua de red.

### 2. Agilizar tramitaciones

- Implementar procesos más rápidos y eficientes para la concesión de agua, garantizando seguridad jurídica para proyectos de hidrógeno, al ser reconocido como un sector estratégico para el país.

### 3. Inversiones en infraestructura

- Aumentar las inversiones en infraestructuras hídricas para asegurar el suministro necesario y mitigar la competencia con otros sectores.

### 4. Involucrar a Confederaciones Hidrográficas y a la ciudadanía

- Fomentar una mayor cooperación y comunicación con las confederaciones hidrográficas para facilitar la obtención de permisos.
- Promover una mayor concienciación del público en general acerca de los beneficios de los proyectos de producción de hidrógeno.

### 5. Desarrollo tecnológico

- Desarrollar tecnologías de electrólisis con menores requerimientos de calidad del agua.

## 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 sitúan entre “moderadamente problemático” y “poco o nada problemático”. Los desafíos que se pueden encontrar en este aspecto son:

### 1. Acceso a suelo industrial adecuado

- La disponibilidad de suelo industrial de dimensiones adecuadas es limitada.

### 2. Falta de infraestructuras próximas al terreno

- Aunque el acceso al suelo no siempre es un problema en sí mismo, la falta de infraestructuras próximas, como líneas eléctricas, ductos de hidrógeno, o puertos desde los que distribuir el producto, puede convertirse en un obstáculo importante; y la construcción de las infraestructuras y conexiones necesarias podría conllevar retrasos en los proyectos.

### 3. Competencia por el uso del suelo

- La creciente demanda de terrenos para proyectos renovables (solar y eólica) aumenta la competencia por suelo disponible, especialmente cerca de infraestructuras clave como redes eléctricas o puertos.

### 4. Procesos administrativos complejos

- La obtención de permisos y recalificación del suelo son procesos largos y burocráticamente complejos.
- Además, la tramitación necesaria para la recalificación del suelo puede variar significativamente entre comunidades autónomas, lo que genera incertidumbre.

Algunas sugerencias de mejora propuestas por los socios incluyen:

### 1. Simplificación de trámites administrativos

- Agilizar y simplificar los procesos para la recalificación de suelos y la obtención de permisos.
- 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.
- Considerar infraestructuras clave como las líneas de conexión entre instalaciones renovables y plantas de hidrógeno, de "utilidad pública" para agilizar su desarrollo.

### 2. Planificación urbana y regional proactiva

- Planificación estratégica a nivel nacional que priorice el uso del suelo para proyectos de hidrógeno en áreas cercanas a infraestructuras clave, como conexiones a redes eléctricas, fuentes de agua o puertos, y que fomente la rehabilitación de terrenos industriales para estos fines.

### 3. Incentivos y colaboración público-privada

- Incentivos tanto para los propietarios de los terrenos como para los desarrolladores de proyectos. Esto podría incluir facilidades para el acceso a suelo público y concesiones especiales en áreas industriales estratégicas.

## Suministro de equipos

El suministro de equipos esenciales (por ejemplo: 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:

### 1. Demanda creciente y largos plazos de entrega

- El aumento exponencial en la demanda de electrolizadores y otros equipos esenciales puede sobrepasar la capacidad de producción, aumentar los costes y alargar aún más los plazos de entrega. La dependencia de unos pocos fabricantes puede crear cuellos de botella en el suministro de equipos esenciales.
- Los equipos con mayor plazo de entrega son los *stacks* de electrólisis y los equipos eléctricos (por ejemplo: trafos, subestaciones... plazo habitual superior a 24 meses).
- Los largos plazos de entrega están condicionando el desarrollo de algunos proyectos. Los potenciales retrasos son uno de los principales riesgos identificados en el momento de la toma de inversión.
- Además, según el país de origen del equipo, es necesario considerar también los plazos y costes asociados al trámite aduanero de importación. Esto afecta especialmente a regiones ultraperiféricas como las Islas Canarias que deben enfrentar elevados costes de transporte, periodos de entrega muy prolongados y limitaciones a la recepción de grandes componentes a través de puertos y aeropuertos de las Islas.

### 2. Incertidumbre en el rendimiento de 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.
- Las tecnologías están en constante evolución, lo que puede hacer que algunos equipos queden obsoletos rápidamente o que los proveedores limiten su producción hasta que las tecnologías sean más maduras.
- Preocupa que la operación y el mantenimiento de estos equipos pueda verse afectada por condiciones climáticas específicas, como la corrosión por la salinidad del ambiente marino.

### 3. Interrupciones en la cadena de suministro y escasez de materiales críticos

- La dependencia de materias primas escasas que pueden retrasar la producción y entrega de equipos críticos.

- Las interrupciones en la cadena de suministro global también pueden afectar la disponibilidad de equipos y componentes críticos. Factores como pandemias o conflictos geopolíticos pueden afectar gravemente a la cadena de suministro.

#### **4. Incertidumbre regulatoria**

- La falta de normativas unificadas sobre estándares técnicos necesarios puede retrasar los procesos de compra.
- Incertidumbre por los recientes requisitos al origen de equipos esenciales que están empezando a instaurarse (por ejemplo: limitación a *stacks* de origen chino en la segunda subasta del banco europeo del hidrógeno). Especialmente cuando aún existe una gran diferencia de precios entre los fabricantes chinos y el resto, pudiendo afectar a la viabilidad de los proyectos. Si se introducen estas restricciones sería necesario acompañarlas de medidas para reducir los costes de los equipos europeos.

#### **5. Falta de capacidades locales**

- La escasez de mano de obra cualificada y falta de infraestructura de soporte (por ejemplo: centros de mantenimiento) próximos incrementa los costes operativos.

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

##### **1. Diversificación de proveedores y promoción de la tecnología local**

- Fomentar la producción local de equipos y componentes con el objetivo de reducir la dependencia y mejorar la resiliencia de la cadena de suministro.
- Además, estrechar relaciones con estos fabricantes y proveedores para mitigar riesgos de escasez y aumentar la capacidad de suministro.

##### **2. Clarificación del marco normativo**

- Promover un marco regulatorio claro y unificado que facilite la obtención de permisos y el cumplimiento de estándares.

##### **3. Fortalecimiento de capacidades locales**

- Invertir en formación de mano de obra especializada y desarrollar infraestructuras de soporte y mantenimiento locales (también en regiones ultraperiféricas).

##### **4. Investigación y Desarrollo**

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

##### **5. Planificación a largo plazo y coordinación**

- Implementar estrategias de planificación a largo plazo para la adquisición de equipos, anticipando la creciente demanda y posibles cuellos de botella.
- Establecer colaboración entre las industrias e incluso involucrando a la Administración para abordar desafíos comunes, compartir recursos y reducir el riesgo de disrupción en la cadena de suministro.

## Servicios

Por el momento, la mayoría de los promotores no identifican el acceso a servicios especializados (por ejemplo: servicios de ingeniería) como problemático. Encuentran múltiples empresas con buenos servicios y no están experimentando retrasos ni falta de recursos que obstaculicen sus proyectos.

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

### 1. Falta de experiencia específica

- Escasez de ingenierías con experiencia concreta en diseño y ejecución de proyectos de hidrógeno renovable. Esto puede dificultar la identificación de socios adecuados, especialmente para la fase EPC (siglas en inglés de *Engineering, Procurement, Construction*; ingeniería, adquisición y construcción).
- Incertidumbre en la gestión de riesgos de seguridad.
- La escasez de centros de mantenimiento y servicios relacionados específicos con estas tecnologías, próximos a la planta, puede incurrir en sobrecostes, paradas y retrasos en la planta.

### 2. Capacidad limitada

- Las empresas de ingeniería que tengan esta experiencia, o la vayan adquiriendo con los primeros proyectos que se desarrollen, pueden llegar a estar sobrecargadas debido a la alta demanda. Esto podría llegar a limitar su capacidad para asumir nuevos proyectos o a extender los plazos de entrega (que a su vez repercutiría negativamente en el *timeline* global del proyecto).
- Por otro lado, la complejidad regulatoria del sector puede desincentivar a algunas ingenierías a participar en estos proyectos de hidrógeno, debido a la dificultad de cumplir con todas las normativas aplicables.
- 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.

### 3. Costes elevados

- La alta especialización requerida y la extrema personalización de cada proyecto puede llevar a un mayor coste de los servicios respecto a proyectos de otros sectores más consolidados, afectando al presupuesto global.

Algunas sugerencias para mejorar en este aspecto podrían ser:

#### 1. Fomentar la colaboración

- Promover la colaboración con instituciones académicas y centros de investigación que pueden aportar conocimientos y recursos valiosos para los proyectos.

- Establecer redes de contacto dentro del sector para facilitar el acceso a recursos técnicos y humanos.

## **2. Capacitación especializada**

- Continuar con la creación de departamentos dedicados en empresas de servicios especializados para aumentar la disponibilidad de oferta en el futuro en el que se prevé un aumento exponencial de la demanda.